



**Escola Politècnica Superior
d'Enginyeria de Vilanova i la Geltrú**

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE CATALUNYA

PROYECTO FINAL DE GRADO

TÍTULO: Estudio para realizar una instalación solar fotovoltaica de autoconsumo en la EPSEVG

AUTOR: Carrasco Morillas, Daniel

FECHA DE PRESENTACIÓN: 6 de febrero de 2020

APELLIDOS: Carrasco Morillas

NOMBRE: Daniel

TITULACIÓN: Grado en Ingeniería eléctrica

PLAN: 2014

DIRECTOR: Eusebi Martínez Piera

DEPARTAMENTO: Ingeniería eléctrica

QUALIFICACIÓN DEL PFG

TRIBUNAL

PRESIDENTE

José Antonio Sánchez López

SECRETARIO

Pedro Andrada Gascón

VOCAL

Nativitat Salvado Cabre

FECHA DE LECTURA: 6 de febrero de 2020

Este proyecto tiene en cuenta aspectos medioambientales: ☒ **Sí** ☐ **No**

RESUMEN

El presente proyecto, trata sobre la realización de un estudio para la instalación de un generador fotovoltaico en la cubierta de la EPSEVG (Escola Politècnica Superior d'Enginyeria de Vilanova i la Geltrú).

Esto nace del compromiso por parte de la UPC (Universitat Politècnica de Catalunya), de llevar a cabo una transición energética en los diferentes campus universitarios, que tiene como objetivo contribuir, en la necesidad de reducir los altos niveles de CO₂ enviados a la atmósfera, mediante la ayuda de energías renovables. Este proyecto se desarrolla siguiendo una línea de tendencia iniciada ya en otros campus UPC, la cual consiste en la instalación de paneles fotovoltaicos en la cubierta de los edificios para la generación de energía, que posteriormente servirá para el autoconsumo, de forma que esto suponga la mejora en el desarrollo de una universidad más sostenible energéticamente.

Con tal de conocer mejor la energía solar fotovoltaica, una primera parte introductoria define los conceptos básicos de este tipo de energía renovable para la posterior comprensión del proyecto. Además, esta parte también permite dar a conocer la situación actual del país.

Tras esta parte, se realiza una evaluación de las diferentes posibilidades de aprovechamiento en la cubierta del edificio seleccionado para la instalación, estudiando en paralelo cual es el consumo energético que se viene dando estos últimos años. Posteriormente, se dimensiona el generador fotovoltaico partiendo de un estudio del recurso solar para diferentes propuestas en la distribución de paneles. Una vez elegida la propuesta de la distribución final sobre la cubierta, se mira cual es el rendimiento energético para hacer una estimación de la producción de energía anual.

En el proyecto también se incluyen los componentes que formarán la instalación con los que se ha hecho el estudio anterior y se dimensiona la instalación eléctrica para el correcto funcionamiento.

Conocidas las partes que formarán la instalación, se elabora un presupuesto para valorar la rentabilidad del proyecto con un estudio económico, y así, poder ver si resulta viable o no llevar adelante el proyecto. Por otra parte, se valora que resultado se obtiene en cuanto a la amortización, determinando si resulta viable o no vender los excedentes en el mercado eléctrico.

Por último, se realiza un estudio medioambiental en el que se cuantifica el nivel de emisiones contaminantes que no se enviarán a la atmósfera, a partir de la generación eléctrica de autoconsumo que no se consumirá de otras fuentes de origen no renovable.

Palabras clave:

Generador	Transición energética	Renovables	Paneles fotovoltaicos
Autoconsumo	Sostenible	Fotovoltaica	Recurso solar
Rendimiento	Emisiones		

ABSTRACT

This project is based on making a study to install a photovoltaic generator on the roof of EPSEVG (Escola Politècnica Superior d'enginyeria de Vilanova i la Geltrú).

It stems from the commitment of the UPC (Universitat Politècnica de Catalunya) to perform an energetical transition in different university campuses. The objective is to contribute the reduction of the high level of CO₂ sent to the atmosphere through the help of a renewable energy. The present study springs following a trend line already started in other UPC campuses, which consists on the installation of radiant panels in the roof of buildings to generate energy, that afterwards, will serve to self-supply those buildings. This would result in the improvement in the development of a more energy sustainable university.

In order to know better the photovoltaic solar energy, a first introductory part defines basic concepts of this type of renewable energy for the subsequent understanding of the project. In addition to that, a research to learn about the current situation in the country has been also carried out.

After this part, an evaluation of different possibilities of exploitation in the roof of building selected for the installation has been made, studying in parallel, the amount of the energy consumption that has been taking place in recent years. Afterward, the photovoltaic generator is sized based on study of the solar resource for different proposals in the distribution of panels. Once the proposal for the final distribution on the roof has been chosen, the energy efficiency has been looked at to estimate the annual energy production.

In the project, components which will form the installation with which the previous study has been done are also included. Furthermore, the electrical installation has been sized for a correct operation.

Once the parts that will form the installation have been determined, a budget has been estimated in order to assess the profitability of the project along with an economic study to see whether it is viable or not to carry out the project. On the other hand, the result which may be obtained at the amortization level, has been valued, determining whether selling or not surpluses in the electricity market.

Finally, an environmental study has been carried out so as to quantify the level of polluting emissions which will not be sent to the atmosphere. This study is carried out by looking at the self-supply electricity generated, which will not be consumed from other sources of non-renewable origin.

Keywords:

Generator	Energy transition	Renewable	Radiant panels
Self-supply	Sustainable	Photovoltaic	Solar resource
Efficiency	Emissions		

Índice

1. Memoria	11
Introducción	11
1.1 Objetivo y alcance del proyecto.....	12
1.2 Emplazamiento	15
1.3 Antecedentes de la cubierta	18
1.4 Descripción general de la energía solar fotovoltaica	19
1.4.1 Energía solar fotovoltaica	19
1.4.2 La radiación solar.....	19
1.4.3 Factores de interacción en la superficie terrestre.....	20
1.4.3.1 Situación geográfica.....	20
1.4.3.2 Orientación y posicionamiento de la superficie de captación	21
1.4.4 Módulo fotovoltaico	22
1.4.5 Tipos de módulos fotovoltaicos	25
1.4.6 Clasificación de sistemas fotovoltaicos.....	26
1.4.7 Energía fotovoltaica en España	27
1.4.8 Regulación del autoconsumo	32
1.5 Premisas del dimensionado de la instalación	35
1.6 Estudio de la demanda	36
1.6.1 SIRENA	36
1.6.2 Análisis de datos de la demanda	37
1.7. Estimación de la generación	48
1.7.1 PVGIS.....	48
1.7.2 Procedimiento empleado para la estimación de la producción.....	48
1.7.3 Opciones de distribución consideradas	56
1.7.4 Pérdidas del sistema (PR).....	63
1.7.5 Estimación de la producción de energía mensual y anual	64
1.8 Normativa vigente	70
1.9 Descripción del tipo de instalación	71
1.10 Características de la instalación	73
1.11 Descripción de la instalación.....	74
1.11.1 Módulo fotovoltaico	74
1.11.2 Inversor	75
1.11.3 Anclaje de los módulos a la cubierta	77
1.11.4 Cableado	80
1.11.4.1 Distribución del cableado.....	80

1.11.4.2 Cableado CC.....	82
1.11.4.3 Cableado CA	83
1.11.5 Protecciones	84
1.11.5.1 Protecciones de CC	84
1.11.5.2 Protecciones de CA	84
1.11.6 Puesta a tierra	85
1.12 Presupuesto	86
1.13 Balance económico	87
1.13.1 Valoración de la viabilidad del proyecto.....	87
1.13.2 Valoración de los excedentes.....	89
1.14 Estudio impacto ambiental	91
CONCLUSIONES.....	92
AGRADECIMIENTOS	94
BIBLIOGRAFIA	95

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 1 Mediana de consumo y nivel de emisiones en edificios certificados UPC. ^[3]	12
Fig. 2 Líneas estratégicas del Plan: UPC Energía 2020. ^[4]	12
Fig. 3 Mapa de situación de Vilanova i la Geltrú. [Fuente: Google Maps]	15
Fig. 4 Mapa del Campus de Vilanova i la Geltrú. [Fuente: EPSEVG]	15
Fig. 5 Vista aérea ampliada del emplazamiento de la instalación. [Fuente: Google maps].	16
Fig. 6 Fotografía aérea para ver el ángulo de construcción del edificio respecto al sur.	16
Fig. 7 Fotografía de los obstáculos sobre cubierta.	18
Fig. 8 Representación del concepto Air Mass.	20
Fig. 9 Grafismo del ángulo de inclinación o pendiente. [Fuente: PVGIS ^[6]]	21
Fig. 10 Grafismo del ángulo de azimut. [Fuente: PVGIS ^[6]]	21
Fig. 11 Diagrama solar. [Fuente: Solardat, University of Oregon ^[8]]	22
Fig. 12 Representación gráfica del efecto fotovoltaico [Fuente: ICAEN ^[5]].	23
Fig. 13 Característica i-v y característica de potencia P-v de la célula.	24
Fig. 14 Influencia de la irradiancia y la temperatura en las curvas características de funcionamiento i-v.	24
Fig. 15 Garantía lineal de potencia de un módulo fotovoltaico.	25
Fig. 16 Instalación conectada a la red eléctrica. ^[9]	26
Fig. 17 Instalación no conectada a la red. ^[9]	27
Fig. 18 Instalación fotovoltaica híbrida. ^[9]	27
Fig. 19 Clasificación de tarifas en categorías, grupos y subgrupos definidos en el artículo 2 del RD 661/2007. ^[10]	28
Fig. 20 Gráfico de la evolución de la potencia instalada nacional (MW).	30
Fig. 21 Planta generadora fotovoltaica la Mula (Murcia).	31
Fig. 22 Central térmica de Foix, Cubellas, al sur de la provincia de Barcelona.	32
Fig. 23 Menú principal del portal web SIRENA.	36
Fig. 24 Gráfico de la curva monótona de la demanda anual EPSEVG (2010-2016).	39
Fig. 25 Gráfico de la evolución de la demanda anual EPSEVG 2016.	39
Fig. 26 Gráfico de la curva monótona demanda anual EPSEVG 2016.	40
Fig. 27 Gráfico de barras de valores extremos de demanda EPSEVG 2016.	41
Fig. 28 Gráfico de perfil de carga diario medio días laborables de invierno EPSEVG 2016.	43
Fig. 29 Gráfico de perfil de carga diario medio días festivos de invierno EPSEVG 2016.	44
Fig. 30 Gráfico de perfil de carga diario medio días vacacionales de invierno EPSEVG 2016.	44
Fig. 31 Leyenda calendario EPSEVG 2016.	45
Fig. 32 Calendario académico EPSEVG 2016.	45
Fig. 33 Menú principal del portal web PVGIS.	48
Fig. 34 Esquema de aplicación del Modelo de Araujo Green's 1/2.	49
Fig. 35 Esquema de aplicación del Modelo de Araujo Green's 2/2.	50
Fig. 36 Resultados de la simulación PVGIS para la obtención de los ángulos óptimos.	51
Fig. 37 Ejemplo de gráfico comparativa generación vs demanda típico de un día del mes de enero (laboral).	53
Fig. 38 Distribución de los módulos opción 1: azimut 0°.	56
Fig. 39 Distribución de los módulos opción 2(1): azimut 21°.	57
Fig. 40 Distribución de los módulos opción 2(2): azimut 21°.	58
Fig. 41 Distribución de los módulos opción 3 caso 1: azimut 0°.	59
Fig. 42 Distribución de los módulos opción 3 caso 2(1): azimut 21°.	60
Fig. 43 Distribución de los módulos opción 3 caso 2(2): azimut 21°.	61
Fig. 44 Distribución finalmente escogida (Opción 3 – caso 2 (1)).	62
Fig. 45 Resultados generación vs demanda durante el periodo de invierno.	66
Fig. 46 Resultados generación vs demanda durante el periodo de primavera.	67
Fig. 47 Resultados generación vs demanda durante el periodo de invierno.	68
Fig. 48 Resultados generación vs demanda durante el periodo de otoño.	69
Fig. 49 Dimensiones del módulo fotovoltaico seleccionado.	74
Fig. 50 Inversor trifásico de 25 kW de potencia nominal.	75
Fig. 51 Soporte de aluminio triangular para los módulos con la inclinación deseada.	77
Fig. 52 Perfiles PS100 sobre el que reposarán los módulos.	77
Fig. 53 Bridas de fijación entre paneles	78

Fig. 54 Bridas de sujeción por los extremos de las filas de paneles.	78
Fig. 55 Posicionamiento de las bridas que sujetarán el panel.....	78
Fig. 56 Conjunto de riostras para la absorción de los esfuerzos laterales.	79
Fig. 57 Conjunto estructural con lastres de hormigón similar al planteado en este proyecto.[Fuente: TEKNOMEGA ^[17]]	79
Fig. 58 Vista en planta de la colocación de los lastres.	79
Fig. 59 Ejemplo de bandeja metálica en una instalación solar fotovoltaica.....	80
Fig. 60 Plano de la distribución del cableado de CC sobre la cubierta.....	81
Fig. 61 Plano de ubicación de la galería de servicios en la planta 1.....	81
Fig. 62 Plano de ubicación de la galería de servicios inversores y subcuadro general en la planta 0.....	82
Fig. 63 Cable con conectores MC4.	83
Fig. 64 Grafico resumen del presupuesto.	86
Fig. 65 Desglose de consumos según el periodo de utilización.....	89
Fig. 66 Facturación de peajes.....	89
Fig. 67 Recreación en 3D de la instalación.....	93

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Información geográfica del emplazamiento.	15
Tabla 2 Variación de la radiación global según las nubes. [Fuente: ICAEN ^[5]]	20
Tabla 3 Resumen de tipologías básicas de un módulo fotovoltaico y su rendimiento. [Fuente: ICAEN ^[5]].	26
Tabla 4 Evolución de la potencia instalada nacional (MW) [Fuente: Red Eléctrica de España ^[11]]	29
Tabla 5 Cuadro resumen de las modalidades y las diferentes posibilidades de autoconsumo [Fuente: IDAE ^[12]].	34
Tabla 6 Ejemplo del tratamiento de datos sobre la demanda extraída del portal web SIRENA.	37
Tabla 7 Demostración de los consumos disparados excluidos del estudio.....	38
Tabla 8 Resumen de la demanda para el periodo comprendido entre 2010 y 2016.....	38
Tabla 9 Perfil de carga diario medio de días laborables de invierno EPSEVG 2016.....	42
Tabla 10 Perfil de carga diario medio de días festivos de invierno EPSEVG 2016.	42
Tabla 11 Perfil de carga diario medio de días vacacionales de invierno EPSEVG 2016.	43
Tabla 12 Resumen del perfil de carga diario medio	46
Tabla 13 Ejemplo de cálculo de la potencia producida por un módulo fotovoltaico diaria	51
Tabla 14 Ejemplo de cálculo de la potencia producida por un subarray diariamente.....	52
Tabla 15 Ejemplo de cálculo de la potencia producida por un array diariamente.	53
Tabla 16 Ejemplo de balance diario de un día estándar del mes de enero para días laborales, festivos y vacacionales.....	54
Tabla 17 Ejemplo de resumen de la generación y la demanda para días laborales, festivos y vacacionales.	55
Tabla 18 Ejemplo de resumen anual de la generación y la demanda.....	55
Tabla 19 Resumen de la opción 1: azimut 0°.	56
Tabla 20 Resumen de la opción 2: azimut 21°.	57
Tabla 21 Resumen de la opción 1 y 2 propuestas para el estudio de la generación.	58
Tabla 22 Resumen de la opción 3 caso 1: azimut 0°.....	59
Tabla 23 Resumen de la opción 3 caso 2(1): azimut 21°.....	60
Tabla 24 Resumen de la opción 3 caso 2(2): azimut 21°.....	61
Tabla 25 Resumen de la opción 3 propuesta para el estudio de la generación.	62
Tabla 26 Resumen de pérdidas incluidas en el "PR".	63
Tabla 27 Pérdidas excluidas del "PR".	63
Tabla 28 Tabla resumen mensual y anual considerando las pérdidas.....	64
Tabla 29 Tabla resumen mensual y anual sin considerar pérdidas.	64
Tabla 30 Cuadro resumen de los tipos de tramitaciones. ^[14]	71
Tabla 31 Solicitudes necesarias para los casos de potencia instalada de hasta 100 kW.	72
Tabla 32 Características técnicas del módulo fotovoltaico.....	75
Tabla 33 Características técnicas del inversor	76
Tabla 34 Resumen presupuestario del proyecto.....	86
Tabla 35 Información considerada en el balance económico.	87
Tabla 36 Balance económico sin tener en cuenta la venta de excedentes.....	88
Tabla 37 Balance económico teniendo en cuenta la venta de excedentes.	90

GLOSARIO DE SIGNOS, SÍMBOLOS, ABREVIATURAS, ACRÓNIMOS Y TÉRMINOS

ICAEN: Institut Català d'Energia

PVGIS: Photovoltaic Geographical Information System

IDAE: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía

REE: Red Eléctrica de España

IPC: Índice de Precios al Consumidor

SIRENA: Sistema de Información de Recursos Energéticos y Agua de la UPC

REBT: Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión

VAN: Valor Actual Neto

TIR: Tasa Interna de Retorno

1. Memoria

Introducción

Hoy en día, es bien sabido que el ritmo de vida de la sociedad actual se ha convertido en un problema de grandes dimensiones, en cuanto a términos energéticos. Advertido ya desde hace años, el escenario está abocado a una futura crisis energética global si no se hace nada al respecto para combatir el problema. La disponibilidad de la energía en el mundo, en balance con las crecientes demandas necesarias para satisfacer a la población, hace pensar que el modelo de generación y el consumo actual, con dependencia prácticamente absoluta de los combustibles fósiles, es insostenible. Ni que hablar de las emisiones de gases de efecto invernadero, responsables del cambio climático con procedencia mayoritariamente debido al transporte, pero también en los procesos de generación eléctrica.

Para combatir e impedir unas graves consecuencias que provocarían una crisis ambiental, económica y social, ha de haber una transición hacia otro tipo de generación de energía. Un tipo de generación, que consista en reducir el consumo energético a partir de hidrocarburos, por un aumento de otro tipo de fuente de energía de origen renovable. De las diversas fuentes de energía renovable existentes, una de ellas es el sol. El sol es una fuente inagotable de recursos para la tierra. Su energía se encuentra disponible en la mayor parte de la superficie terrestre y además, es limpia.

El principal problema que se encuentra, es la variabilidad del recurso energético. Debido a diferentes fenómenos atmosféricos, que afectan a la captación de energía y la intensidad del sol, en las diferentes zonas de la tierra y épocas del año. Donde, por ejemplo, en estaciones de invierno cuando más se necesita la energía solar, esta es inferior.

A lo largo de estas tres últimas décadas, han habido avances para intentar suplir estos inconvenientes, como sistemas de almacenamiento para tener cierta autonomía cuando no se dispone del recurso energético o sistemas que dan respaldo ante la imposibilidad de generar la energía de consumo. Así como sistemas inteligentes que permitan utilizar la energía de la red o la que genera el propio usuario, para satisfacer las necesidades energéticas según las necesidades.

Por suerte, nuestra situación geográfica es un lugar propicio para el aprovechamiento de la radiación solar. La insuficiencia de recursos propios de combustible fósil en nuestro país para abastecer a la demanda y la gran dependencia que esto conlleva, puede hacer que esta forma de generación se convierta en referencia y que el sector siga evolucionando. De esta forma reducir el consumo energético de otras procedencias no tan limpias, con tal de cumplir las exigencias por parte de la comisión europea de Energía, Cambio Climático y Medio ambiente, en el marco de actuación adoptado en 2014. En que los estados miembros, han de adoptar un plan de actuación con fecha límite de presentación en 2019, para que durante el periodo comprendido entre 2021-2030, se cumplan con tres objetivos clave^[1]:

- Al menos, reducción del 40% de las emisiones de gases de efecto invernadero (con respecto a 1990).
- Al menos, un 32% de cuota de energías renovables.
- Al menos, un 32,5% de mejora de la eficiencia energética.

Es por ello, que se quiere aprovechar este recurso y hacer una pequeña aportación al medioambiente, con el estudio y diseño de una instalación generadora fotovoltaica en la cubierta del edificio principal de l'Escola Politècnica Superior d'Enginyeria de Vilanova i la Geltrú.

1.1 Objetivo y alcance del proyecto

Este proyecto se enmarca dentro del plan energético: UPC Energia 2020. Ya en el año 2011, se inició un plan de ahorro energético para todos los campus de la universidad, que fijaba como objetivo reducir el consumo energético en un 25% para el año 2014, después del continuo incremento del consumo años atrás. El resultado obtenido se cumplió con una reducción del 27%^[2]. Los ejes clave para la aplicación de este plan, fueron los Proyectos de Optimización Energética y la utilización de un sistema de monitorización de consumos llamado SIRENA. A partir de aquí, el compromiso de la universidad con una sociedad energéticamente más sostenible no ha dejado de incrementar. Consiguiendo que los edificios con los cuenta la UPC reciban nuevas certificaciones energéticas. Siendo actualmente 33 los edificios certificados, entre los que se encuentra la EPSEVG.



Fig. 1 Mediana de consumo y nivel de emisiones en edificios certificados UPC.^[3]

Las líneas estratégicas marcadas para este plan energético UPC Energia 2020, se resumen en la siguiente figura, en el que se destaca la utilización de un 20% de energía renovable.

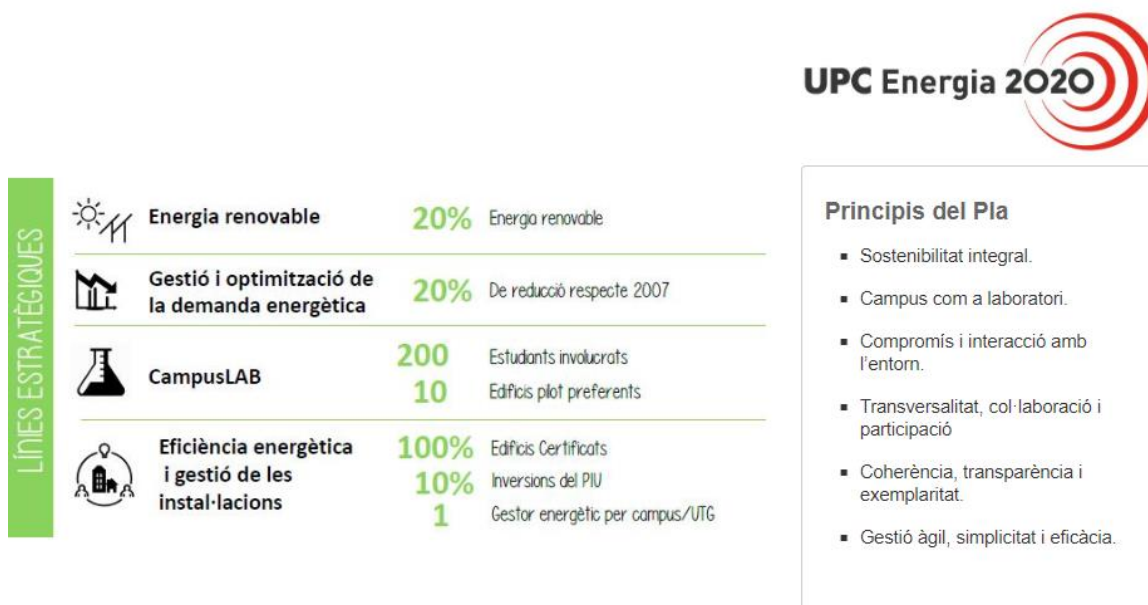


Fig. 2 Líneas estratégicas del Plan: UPC Energia 2020.^[4]

De este plan energético surge el proyecto. En él, se prevé que la universidad apueste por la utilización de energías renovables en los diferentes campus UPC, con el aprovechamiento de las cubiertas de los edificios, para instalar paneles fotovoltaicos. Convirtiéndose de esta manera en una universidad pionera en la utilización de este tipo de instalación, con la colaboración de profesores y estudiantes, dentro de lo que podría ser la evaluación de la utilización de las cubiertas para realizar estas instalaciones. Como es el caso del presente proyecto.

El objetivo principal del proyecto, según este plan de energía UPC, es realizar una evaluación de las diferentes posibilidades de aprovechamiento en la cubierta mediante el estudio teórico para el dimensionamiento de una instalación solar fotovoltaica. Que se tiene previsto llevar a cabo, por una empresa especializada en el sector, sobre la cubierta de l'Escola Politècnica Superior d'Enginyeria de Vilanova i la Geltrú (UPC-EPSEVG), situada en C/ Víctor Balaguer de Vilanova i la Geltrú, provincia de Barcelona, Catalunya. No superando en principio, los 100 kW de potencia pico, en régimen de autoconsumo limitado por la UPC.

Respecto a los excedentes, se realiza una evaluación para valorar que hacer con ellos, cosa que la UPC todavía no sabe si los venderán o no a la red, debido al desconocimiento y complicaciones que puede tener la serie de trámites burocráticos necesarios para acogerse a una compensación por los excedentes generados en la instalación. En todo caso, quedará demostrado, si los ingresos que se obtendrían acogiendo a una compensación por excedentes tiene una repercusión alta en la amortización final. No obstante, quedará a elección propia de la UPC decidir finalmente que se hacen con los excedentes generados.

Para el dimensionado de la instalación, hay que recalcar que el objetivo no es el de escoger los mejores equipos que conformarán la instalación, sino que según el plan de energía 2020 de la UPC, realizar una evaluación de las diferentes posibilidades de aprovechamiento de la superficie disponible en la cubierta. Las posibilidades de aprovechamiento son elevadas, y dado que el tiempo es limitado se ha optado por analizar la demanda, y en función de la potencia mínima consumida mantenida durante todo el año de 25 kW, cubrir esta potencia con el dimensionado de un subarray (un grupo de paneles). Este subarray, servirá como base para cubrir la superficie de la cubierta hasta la potencia límite, formando el array (todos los grupos de paneles que conforman la instalación). Se utilizarán diferentes inversores para cada subarray, ya que ofrece la ventaja de que en el caso que se averíe un inversor, solo se verá afectado los strings (serie de paneles) conectados a ese inversor.

Los módulos e inversores utilizados, serán de marcas utilizadas en el sector fotovoltaico y que son consideradas como estándares. De esta forma, poder ver en qué orden de magnitud de generación eléctrica se puede tener en la instalación y, a posteriori, hacer una comparativa con la demanda para valorar los excedentes obtenidos.

Una vez seleccionada la distribución final, se hará un análisis de las diferentes pérdidas que existen en el sistema fotovoltaico, calculadas para poder hacer una valoración de la producción de energía mensual y anual.

La última parte se centrará más en la parte técnica de la instalación, cumpliendo con la normativa vigente según el Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores, y el Real Decreto 244/2019 de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. En esta parte, se describirá los elementos que conformarán la instalación y la justificación de algunas partes mediante cálculos justificativos recogidos en los anexos.

Los elementos de la instalación se recopilarán en un presupuesto. Que servirá para elaborar un balance económico entre los gastos de la inversión inicial y el ahorro que se obtendrá de no pagar parte del consumo de la universidad, que es cubierto por la generación de la instalación fotovoltaica.

Por último, se cuantificará el impacto ambiental que puede tener la instalación, con la obtención de los kg de CO₂ contaminantes que no serán emitidos a la atmósfera, respecto a lo que se habría emitido a partir de la energía generada por otras fuentes de generación no renovable.

1.2 Emplazamiento

La instalación solar fotovoltaica, tendrá lugar en la Escola Politècnica Superior d'Enginyeria de Vilanova i la Geltrú EPSEVG, situada en C/ Víctor Balaguer de Vilanova i la Geltrú, provincia de Barcelona, Cataluña:

Ubicación	C/ Víctor Balaguer s/n 08800 Vilanova i la Geltrú
Coordenadas UTM	393.577, 4.564.136 (31T)
Coordenadas geográficas	41°13'18"N 1°43'48"E
Altura	19,75 m.s.n.m

Tabla 1 Información geográfica del emplazamiento.

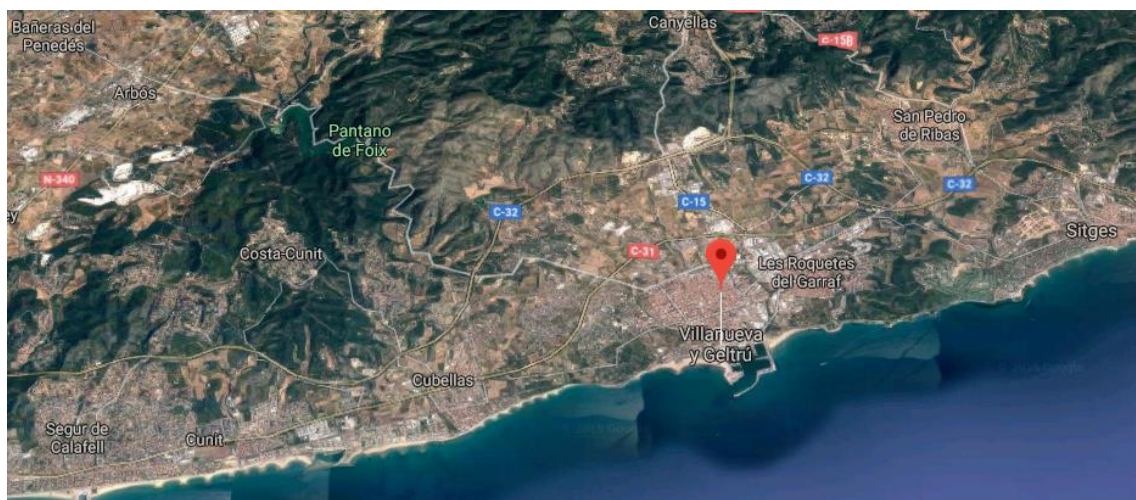


Fig. 3 Mapa de situación de Vilanova i la Geltrú. [Fuente: Google Maps]

El edificio se encuentra a escasos metros de la estación de RENFE del propio municipio y sería el edificio principal (Edificio A) del campus de Vilanova i la Geltrú (Fig.4), el lugar concretado para la realización de este proyecto.



Fig. 4 Mapa del Campus de Vilanova i la Geltrú. [Fuente: EPSEVG]

La superficie libre disponible para la instalación es la indicada de color rojo (Fig. 5). Esta superficie cuenta con 1788,5 m², teniendo en cuenta los obstáculos que hay sobre la cubierta (Ver Anexo I. Punto 2.2.1). Estos obstáculos básicamente son módulos de climatización exterior, extractor de humos y luminarias para hacer llegar la luz a los pasillos de la planta inferior de forma natural, que se pueden ver en el documento fotográfico realizado en el Anexo V.

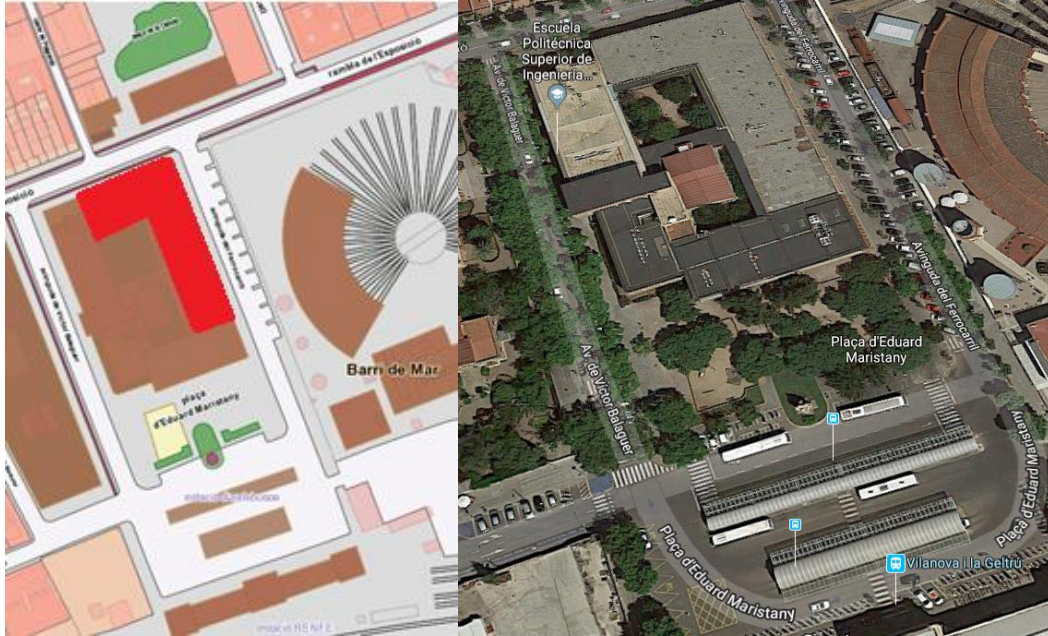


Fig. 5 Vista aérea ampliada del emplazamiento de la instalación. [Fuente: Google maps].

Un detalle a considerar más adelante, es que el edificio este desplazado 21° respecto al sur, dirección sureste (Fig. 6). Con lo cual, si sale un ángulo óptimo de 0° azimuth (dirección de los paneles mirando hacia el sur), seguramente no cabrán tantos paneles como si se colocarán 21° azimuth, siguiendo paralelamente la calle contigua. Este es un aspecto con el que se valorará diferentes posibilidades de la distribución de paneles.

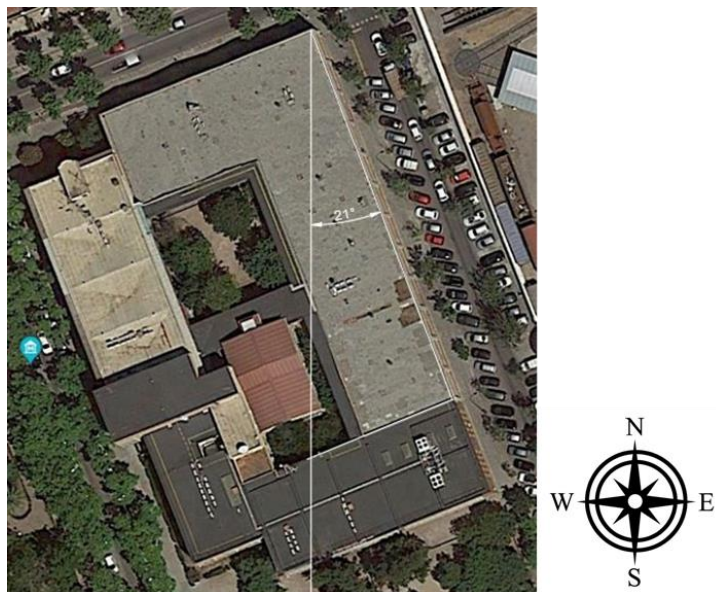


Fig. 6 Fotografía aérea para ver el ángulo de construcción del edificio respecto al sur.

La cubierta está formada por baldosas que se encuentran suspendidas sobre una superficie pedregosa y un buen aislante para evitar la filtración del agua a la planta inferior. Con lo cual, quedará descartada la idea de anclar la estructura de los paneles sobre la cubierta, para evitar que se pueda ver afectada al realizar los agujeros para los anclajes de la estructura.

1.3 Antecedentes de la cubierta

A lo largo de la historia de la Escola Politècnica Superior d'Enginyeria de Vilanova i la Geltrú, han sido muchos los proyectos, propuestas e iniciativas realizadas por parte de los estudiantes. Con el objetivo de implantar mejoras en diferentes aspectos en cuanto a la convivencia y el aprovechamiento de espacios en la universidad.

En 2007, se realizó una propuesta llevada a cabo parcialmente, que consistía en crear una cubierta sostenible transitable (Proyecto anexo al final del documento "4. Pliego de condiciones" en el apartado: 4.8.12 Memoria cubierta). Esta propuesta tendrá afectación en este proyecto, puesto que la cubierta que se pretende aprovechar para instalar un generador fotovoltaico, se pretendía distribuir el espacio en varias aulas al aire libre a modo de islas para un uso didáctico, donde aprender a captar energías renovables por parte del alumnado. Entre las diferentes zonas que incluía, las más destacadas en semejanza a este proyecto, era una zona de energía solar térmica incidente sobre paneles solares para calentar agua y otra zona de energía solar lumínica para generar energía eléctrica a partir del sol.

Para ello, se rehabilitó la cubierta retirando planchas de amianto cemento perjudicial para la salud y otros materiales. Se incrementó el aislamiento térmico y se colocaron losas compuestas de hormigón drenante con el fin de transitar por ella. También se agruparon los módulos de climatización exterior en pequeñas islas, algunos de ellos agrupados alrededor de la subida de humo del bar-restaurante que sube desde la planta baja para reducir el espacio ocupado por estos obstáculos. Se localizaron las cabezas de pilares y se trazaron ejes para construir bases niveladas que servirían para soportar los paneles solares. Y por último a destacar, se colocaron cinco conductos de luz (lucernarios), para la llegada de luz natural a los pasillos inferiores.



Fig. 7 Fotografía de los obstáculos sobre cubierta.

Finalmente, únicamente tuvo lugar la rehabilitación de la cubierta. Las zonas que se pretendían crear para darle un uso didáctico y contribuir con el medio ambiente generando energía no se llevaron a cabo. Aún así, es una base sólida en la que poder construir este proyecto, más enfocado a un único tipo de energía renovable: la energía solar fotovoltaica.

1.4 Descripción general de la energía solar fotovoltaica

Antes de pasar directamente a la parte más técnica del proyecto y describir cómo será la instalación fotovoltaica, se hace una introducción al campo principal que mueve este proyecto: la energía solar fotovoltaica.

1.4.1 Energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica, es una fuente de energía de origen renovable que permite obtener energía eléctrica con la radiación emitida por el sol, mediante el llamado efecto fotovoltaico.

El impacto ambiental que esta energía ocasiona durante su vida útil es mínimo. El único impacto a tener en consideración es el impacto visual debido a las ocupaciones de terreno que comportan sus instalaciones a gran escala. Más en zonas rurales que en las grandes ciudades, donde se intenta integrar de forma arquitectónica. Otra ventaja de este tipo de producción de energía es la llamada generación distribuida. A diferencia de la generación centralizada, esta generación de energía es cercana a los puntos de consumo, lo que implica una reducción de las pérdidas de transporte y de distribución que evita la creación de grandes infraestructuras para el transporte de la energía, llevando la propia generación a los lugares de consumo.

1.4.2 La radiación solar

El sol es una gran bola de plasma que está formada por hidrógeno y helio. Se formó hará unos 4.500 millones de años al mismo tiempo que se formó el sistema solar. Está previsto que de aquí a unos 5.000 años más, llegue al final de su vida. Mientras tanto, será la fuente principal de energía de la vida.

El sol se encuentra a una temperatura de alrededor de unos 5.500°C de media. Este radia una gran cantidad de energía al espacio mediante procesos nucleares de fusión en su interior, que producen una pérdida de masa transformada en energía. La energía liberada se transmite en forma de ondas electromagnéticas, cuyo efecto es lo que se denomina: radiación solar.

La radiación solar que llega a la tierra, para magnificarla, se utiliza el termino de irradiancia. La irradiancia se define como la potencia incidente por unidad de superficie de todo tipo de radiación electromagnética que llega a la tierra. Si se integra la irradiancia durante un cierto periodo de tiempo, se obtiene la irradiación, que es la energía total recibida por unidad de superficie.

Esta radiación solar es prácticamente invariable hasta llegar a la atmósfera. Cuando la radiación solar atraviesa el aire que nos envuelve, esta experimenta una serie de fenómenos con la materia que forma la atmósfera. De aquí que existan varios tipos de radiación solar, que son:

- **La radiación solar directa.** Es la radiación que llega directamente a la superficie, con el cielo prácticamente despejado y sin desviación o difuminación alguna.
- **La radiación solar reflectada.** Es la radiación desviada por causas atmosféricas y debido a superficies planas donde la radiación es perpendicular a la superficie de la tierra. Un ejemplo, se puede encontrar en el agua del mar.
- **La radiación solar difusa.** Es la radiación que al entrar en la atmósfera es desviada por partículas presentes en el aire. En los días nublados, esta radiación aumenta.
- **La radiación global.** Es la radiación final que llega a la superficie terrestre sumando los tres tipos de radiación anterior.

	Radiación global (W/m ²)	Porcentaje de radiación difusa (%)
Cielo claro	750-1000	10-20
Parcialmente nublado	200-500	20-90
Completamente nublado	50-150	90-100

Tabla 2 Variación de la radiación global según las nubes. [Fuente: ICAEN^[5]]

1.4.3 Factores de interacción en la superficie terrestre

A continuación, se presentan los factores que pueden afectar a la interacción de la radiación solar sobre la superficie de la tierra.

1.4.3.1 Situación geográfica

La situación del sol sobre la superficie de la tierra según las características de la órbita terrestre, hará variar la radiación incidente. Mientras más alejados del Ecuador, menos nivel de radiación incidente por unidad de superficie se tendrá. La explicación se encuentra en que, el ángulo de incidencia de la radiación solar sobre la tierra no es tan perpendicular al sol, y la radiación tiene que atravesar una longitud de atmósfera mayor (más masa de aire) que está actuando de filtro de la radiación solar con los tipos de radiación solar explicados anteriormente.

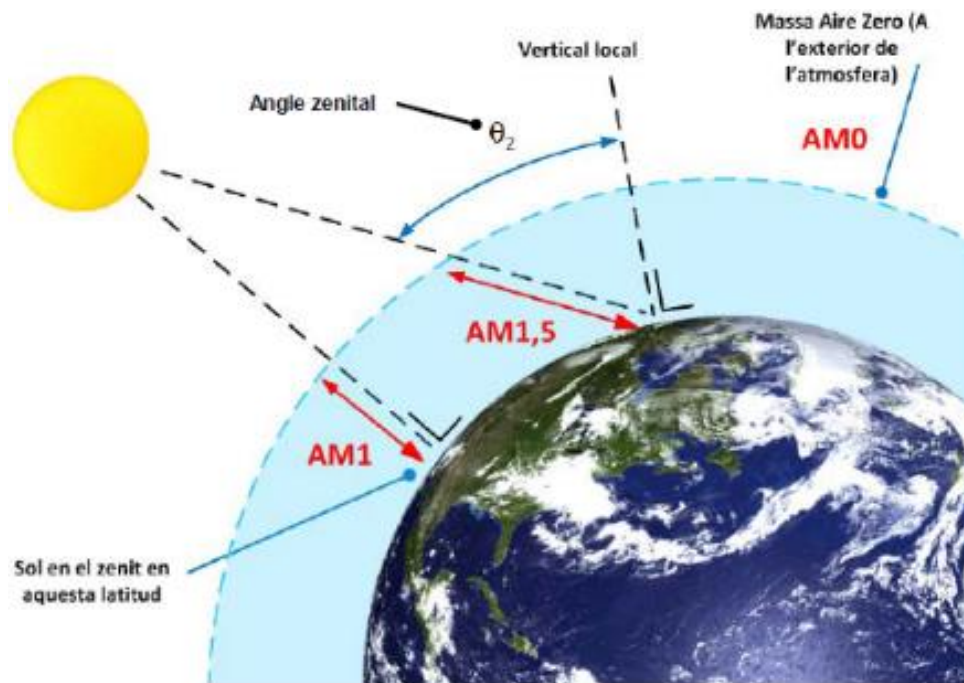


Fig. 8 Representación del concepto Air Mass.

Con el cielo claro, la máxima radiación sobre la superficie se produce cuando el sol se encuentra justo perpendicular a la superficie y la radiación que atraviesa la atmósfera es por el camino más corto. Según el ángulo cenital se utiliza el concepto de *Air mass* (Masa de aire), que sería la forma de cuantificar cuanta masa de aire atraviesa la radiación solar antes de llegar a la superficie. En el caso que el sol se encontrara perpendicular a la superficie se estaría hablando de un AM1 (90°). En el exterior de la atmósfera terrestre sería AM0. Y un valor estándar utilizado en instalaciones fotovoltaicas es el AM1,5, que corresponde a un ángulo cenital respecto la vertical local de 48,2°. La expresión que define este concepto es la siguiente:

$$AM = \frac{1}{\cos(\theta_z)}; \quad \text{donde } \theta_z = \text{ángulo zenital}$$

Otro factor que influirá según la situación geográfica serán las estaciones del año. Estas vienen determinadas por la posición de la tierra respecto al sol, que influye directamente porque afectara al tiempo de exposición diaria a la radiación solar.

1.4.3.2 Orientación y posicionamiento de la superficie de captación

Aquí entra en juego la posición de las placas. Será importante conocer la orientación adecuada de nuestro lugar de instalación, y más cuando la superficie de captación sea fija. Existen dos ángulos importantes en la optimización del posicionamiento de las placas, que serán constantes para todo el año en el caso de que sean fijas. Estos ángulos son:

- **Ángulo de inclinación o pendiente:** es el ángulo formado entre la placa de captación solar respecto el plano horizontal. Este ángulo se puede variar si incorpora un sistema de seguimiento solar. En ocasiones, este ángulo va acorde con la inclinación y posición dada por el tejado de una casa con tal de integrar arquitectónicamente los paneles.

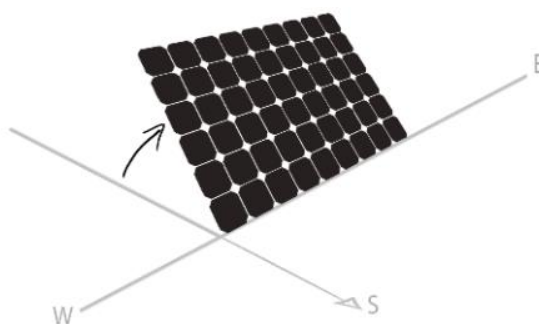


Fig. 9 Grafismo del ángulo de inclinación o pendiente. [Fuente: PVGIS^[6]]

- **Ángulo de azimut:** es el ángulo formado por el desplazamiento del captador solar respecto el Sur. Un ángulo de -90° es Este, 0° Sur y 90° es Oeste.

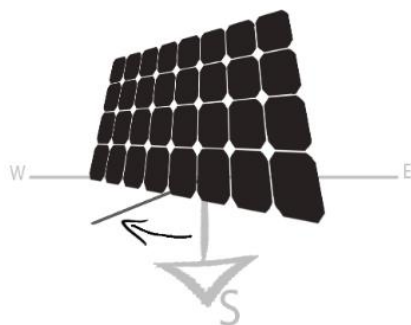


Fig. 10 Grafismo del ángulo de azimut. [Fuente: PVGIS^[6]].

Otro aspecto a tener en cuenta en el posicionamiento de los paneles fotovoltaicos, es la presencia de posibles sombras a la hora de evaluar la radiación solar incidente durante todo el año. Para ello, se utiliza el diagrama solar, donde a ángulos constantes de azimut se miden los ángulos de altura de los obstáculos presentes en el entorno de los paneles, con la ayuda de un teodolito, que es un instrumento topográfico de precisión para medir ángulos de distintos planos. Una vez obtenidos los ángulos se superpone en el diagrama solar (Fig. 11) el perfil de sombras. De este modo, se visualiza el sombreado aproximado según la posición del sol durante los días del año y se obtiene el porcentaje de pérdidas por sombreado a partir del procedimiento utilizado en el Anexo III del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE^[7].

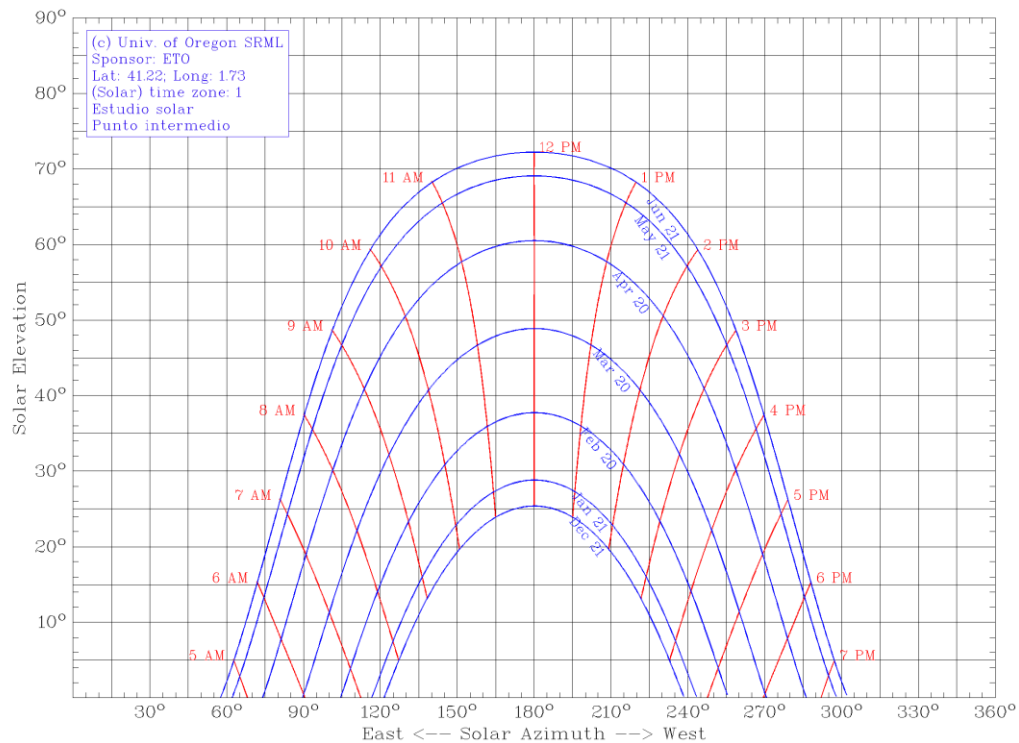


Fig. 11 Diagrama solar. [Fuente: Solardat, University of Oregon^[8]]

1.4.4 Módulo fotovoltaico

Un módulo o panel fotovoltaico, es el encargado de generar una corriente continua cuando el sol incide sobre la superficie del panel formado por células fotovoltaicas, que se centran en las propiedades de los materiales semiconductores como el silicio, a través del efecto fotovoltaico.

El efecto fotovoltaico consiste en transformar directamente la energía lumínica que proviene del sol en energía eléctrica. Esta transformación tiene lugar cuando un determinado material absorbe parte visible del espectro solar, que está compuesto por fotones o partículas energéticas. Los electrones configuran sus átomos del material para que absorban la energía del fotón y esta se transfiere al electrón, que con esta nueva energía el electrón es capaz de liberarse de las fuerzas que le unen al núcleo adquiriendo así toda libertad de movimiento. Este hueco libre que deja el electrón, provoca la atracción de cualquier otro electrón libre. Dado el movimiento de electrones, es posible crear una corriente eléctrica, pero se necesita invertir el flujo de las cargas positivas para que se muevan en sentido opuesto a las cargas negativas. Esto se obtiene con la creación de un campo eléctrico dentro del semiconductor, formando una región tipo p-n. La unión p-n formada en una célula (Fig. 12) se comporta como un diodo, solo que en este caso, en vez de emitir luz al circular una corriente, espera recibir una irradiancia que genere una corriente a través de la unión directamente proporcional a la irradiancia incidente recibida en la célula. Una vez generada la corriente CC, podrá ser almacenada o consumida según las necesidades. Generalmente, al ser consumida, se convierte previamente a corriente alterna mediante inversores de CC a CA.

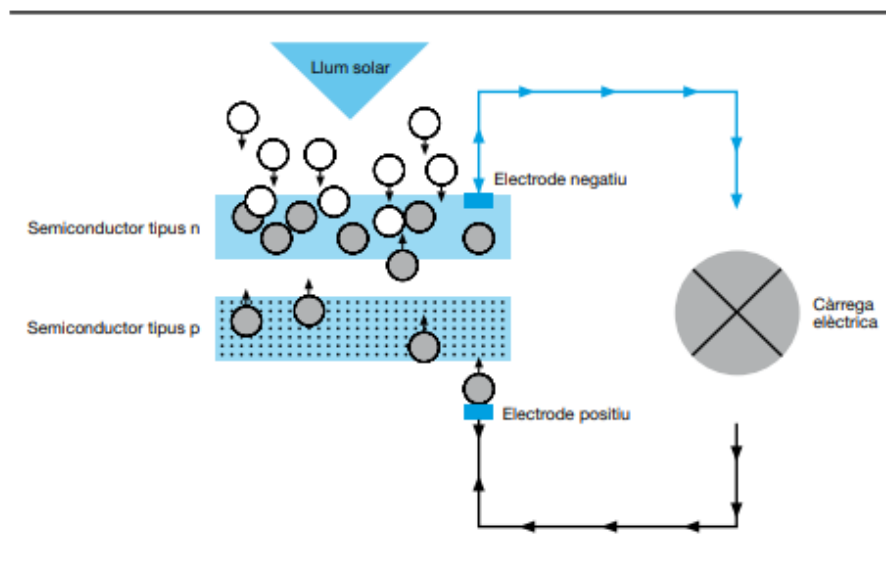


Fig. 12 Representación gráfica del efecto fotovoltaico [Fuente: ICAEN^[5]].

Las células que conforman el panel, son conectadas en serie o paralelo para aumentar la tensión y corriente en bornes de la carga. Una vez agrupadas, se encapsulan en un sistema de montaje que aísla las células del exterior y las protege de agentes atmosféricos e impacto directos. Estos encapsulados han de ser resistentes también a los rayos ultravioleta, a cambios repentinos de temperatura, a la abrasión y han de ser capaces de disipar el calor para evitar un aumento excesivo de temperatura en las células.

Las características básicas de un módulo fotovoltaico vienen proporcionadas por el fabricante en una ficha técnica o también llamado “datasheet” en inglés. En él se recoge tanto información general, como la más técnica.

Las características eléctricas se extraen a partir de unas condiciones universales de trabajo llamadas condiciones de medida estándar y de las condiciones de temperatura de operación nominal de la célula. Estas condiciones se basan en los parámetros siguientes:

- **STC = Standard Test Conditions:** 1000 W/m², 25 °C temperatura de la célula, AM 1,5.
- **NOCT = Nominal Operating Cell temperatura** \equiv **TONC:** 800 W/m², 20 °C temperatura ambiente, AM 1,5 y velocidad del viento 1m/s.

De las características eléctricas, basadas en las condiciones anteriores, se puede determinar parámetros importantes que han de ser visibles al usuario en la etiqueta característica del panel y que describen la curva característica del módulo Intensidad-Tensión (I-V). Estas características son:

- **Potencia nominal (P_{máx}):** La potencia nominal del panel se determina por el punto de máxima potencia en condiciones estándar.
- **Tensión de circuito abierto (V_{oc}):** Es la tensión máxima que puede proporcionar el módulo cuando no hay ninguna carga conectada, es decir, circuito abierto y corriente cero.
- **Corriente de cortocircuito (I_{cc}):** Es la corriente que produce el módulo cuando es forzado a trabajar a voltaje cero, es decir, con un cortocircuito en bornes donde se conectaría la carga. Este valor varía en función de la radiación solar a la que el panel

solar está expuesto. En ningún caso esta corriente puede afectar negativamente al panel, ya que la intensidad resultante es la máxima que puede producir el módulo.

- **Tensión en el punto de máxima potencia ($V_{pm\acute{x}}$):** es la tensión que puede proporcionar el panel cuando las condiciones de carga le permiten trabajar a la máxima potencia.
- **Corriente en el punto de máxima potencia ($I_{pm\acute{x}}$):** es el valor de la intensidad que puede proporcionar el panel en las condiciones de carga que le permitan trabajar a máxima potencia.

Multiplicando los valores de la tensión y corriente entregados a la carga, se obtiene la característica de potencia P-v de la célula (Fig. 13). En esta curva característica se representa el punto óptimo de trabajo donde se maximiza la energía que se entrega a la carga, cuyo punto corresponde al de potencia máxima.

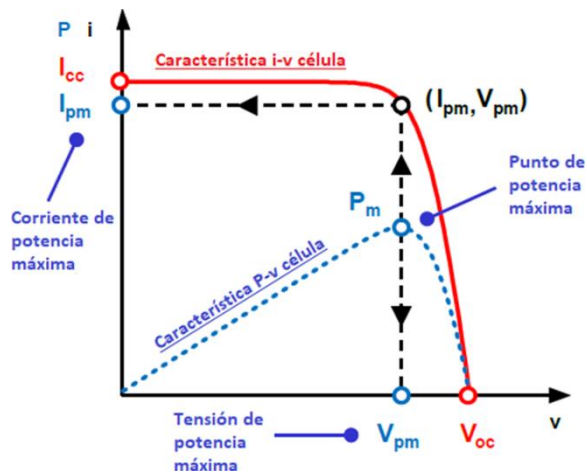


Fig. 13 Característica i-v y característica de potencia P-v de la célula.

Las curvas características de funcionamiento i-v pueden variar según la influencia de la irradiancia y la temperatura. Según la influencia de la irradiancia solar, la variación de la tensión en circuito abierto será mínima en comparación a la variación de la corriente de cortocircuito, que incrementa a mayores valores de irradiancia. Respecto a la influencia que tiene la temperatura, destaca la disminución de la tensión en circuito abierto a mayores temperaturas y a un aumento pequeño en la corriente de cortocircuito.

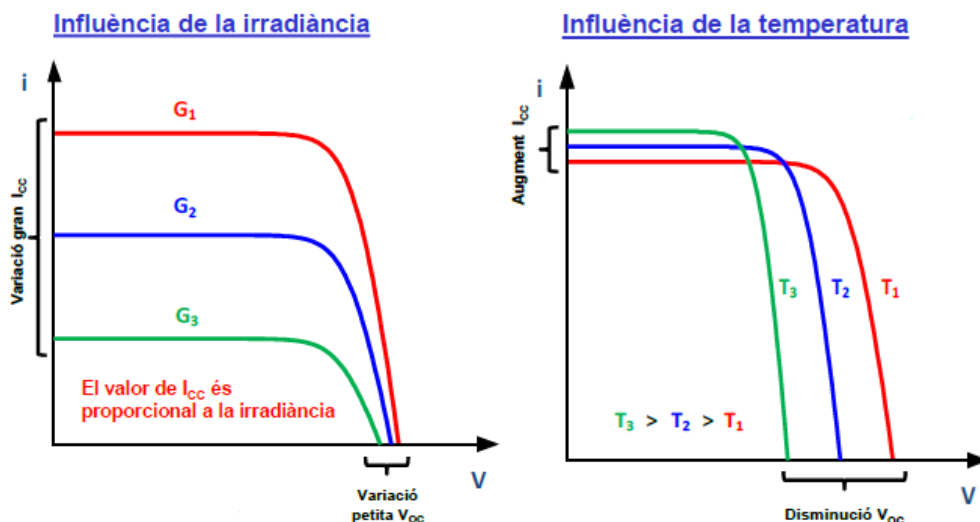


Fig. 14 Influencia de la irradiancia y la temperatura en las curvas características de funcionamiento i-v.

A parte de las características eléctricas, están las características de operación. Estas características permitirán calcular tensiones y corrientes a cualquier temperatura, y vienen determinadas por los coeficientes de temperatura de $P_{m\acute{a}x}$, V_{oc} y I_{cc} .

También están las características mecánicas. Estas indican las dimensiones, su peso, máxima carga admisible, tipo de caja de conexión y el tipo de conector utilizado del cableado, que serían las características más destacadas que se pueden recoger en la ficha técnica.

Por último, todos los fabricantes están obligados a proporcionar una garantía de mantenimiento de la potencia a lo largo de los años superior o igual a la estándar (Fig. 15).

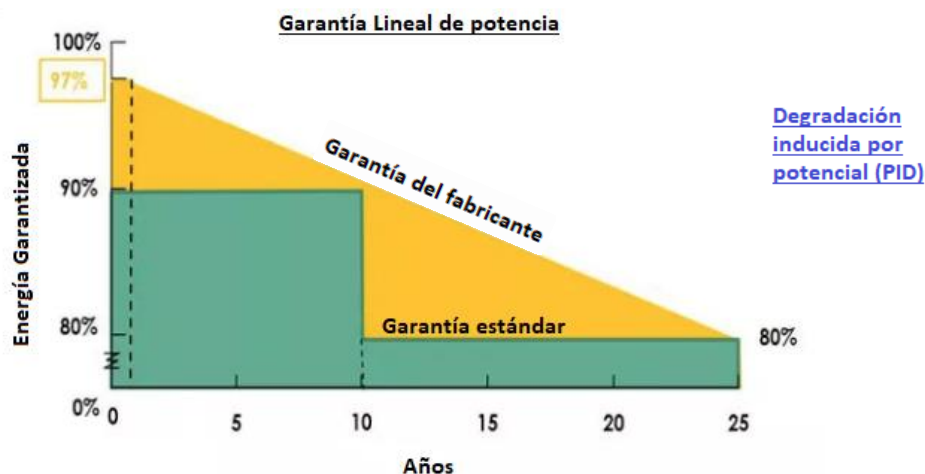


Fig. 15 Garantía lineal de potencia de un módulo fotovoltaico.

1.4.5 Tipos de módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos se clasifican en diferentes tipos, según el tipo de células que conforma el panel. Los más comunes son:

- **Paneles monocristalinos:** Son paneles fabricados a partir de lingotes de silicio puro de un solo cristal, que acaban adoptando una forma cilíndrica una vez se han solidificado. De aquí, una forma que les caracteriza son las células con los bordes redondeados. Muestran buenos rendimientos por lo general, con un rango de eficiencia comercial de entre el 14 y el 17%. Aunque este dependerá de la pureza del silicio y del grado de alineación entre las moléculas de silicio. Por el contrario, son bastante caros y difíciles de fabricar.
- **Paneles policristalinos:** estos módulos se fabrican con silicio no tan puro, lo que ocasiona que su precio no sea tan elevado. Además, su proceso de fabricación no es tan costoso. Se aboca el silicio a un molde cuadrado y una vez se enfría, es cortado en obleas perfectamente cuadradas. Esto repercute en la eficiencia, que se encuentra en un rango inferior a los monocristalinos, con una eficiencia comercial de entre 10 - 14 %.
- **Paneles amorfos:** Son las células más fáciles de fabricar, y por lo tanto, más baratas. Se fabrican en una cámara evaporando sobre una superficie de acero el material semiconductor y colocando los electrodos en el lugar correspondiente de diseño. Esto se nota en la durabilidad, se degradan fácilmente y el rendimiento que se encuentra

entre el 4-8%, decae más deprisa con los años. Se suele utilizar en calculadoras y aparatos que no requieren de un consumo elevado.

Módulo	Material	Rendimiento básico
Monocristalino	Silicio monocristalino	14-17%
Policristalino	Silicio policristalino	10-14%
Amorfo	Silicio amorfo	4-8%

Tabla 3 Resumen de tipologías básicas de un módulo fotovoltaico y su rendimiento. [Fuente: ICAEN^[5]].

1.4.6 Clasificación de sistemas fotovoltaicos

La agrupación de paneles fotovoltaicos forma en su conjunto sistemas fotovoltaicos generadores, que pueden ser clasificados según el tipo de configuración que estos tengan. Los sistemas se pueden clasificar en:

- **Instalaciones conectadas a la red eléctrica (ON-GRID):** Lo que caracteriza este tipo de instalaciones es el sentido bidireccional de la energía que el usuario experimenta. En este caso no existe ningún almacenaje de energía, lo que significa que en el caso de producir más energía de la que se está demandando, esta es inyectada a la red para el abastecimiento de otra instalación cualquiera. En el caso de que se esté consumiendo más energía de la que la propia instalación puede generar, se utiliza energía de la red eléctrica.

Este tipo de instalación se suele utilizar en plantas de producción y en edificios conectados a la red de distribución eléctrica. En estos casos, es necesario disponer de dos contadores para cuantificar la energía que se genera, y otro para el consumo en los días en que la demanda de electricidad es alta y la generación no llega a cubrirla.

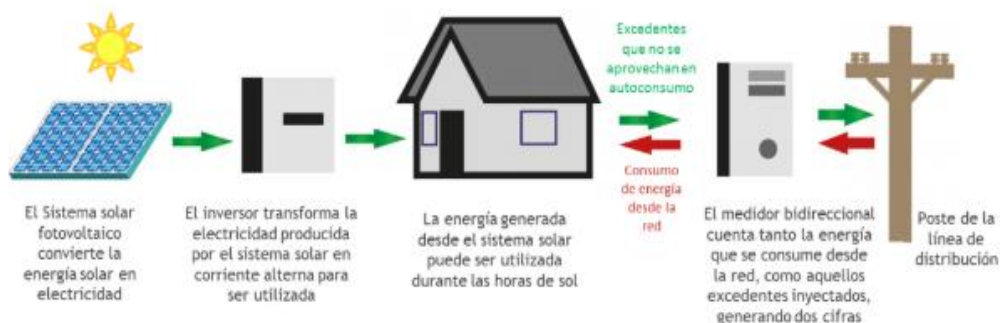


Fig. 16 Instalación conectada a la red eléctrica.^[9]

- **Instalaciones no conectadas a la red (OFF GRID):** Este tipo de instalaciones están aislados de la red eléctrica de distribución. La cual cosa quiere decir que toda la generación producida por los paneles fotovoltaicos es de autoconsumo. Por este motivo, la instalación ha de estar preparada para la demanda requerida tanto por el día como por la noche. En este caso, se utilizan baterías acumuladoras de energía, para suministrar electricidad durante periodos, en los cuales los módulos no generan energía.

Este sistema se adapta a la falta de redes de distribución en lugares aislados o que resultaría costoso hacer llegar la electricidad al lugar de utilización. Normalmente se da el caso en zonas rurales aisladas.

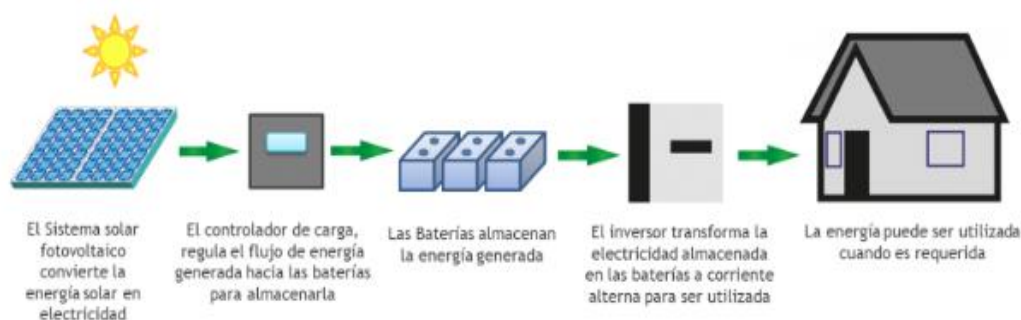


Fig. 17 Instalación no conectada a la red.^[9]

- **Instalaciones fotovoltaicas híbridas:** las instalaciones híbridas son caracterizadas por utilizar otras fuentes de energía externa, en combinación con los módulos fotovoltaicos, dando así la seguridad de que si falla un sistema o las baterías no dan abasto, que haya otro sistema que sea capaz de alimentar la instalación. La fuente de energía externa podría ser un generador eólico, un generador diésel o simplemente la red eléctrica entre otros.

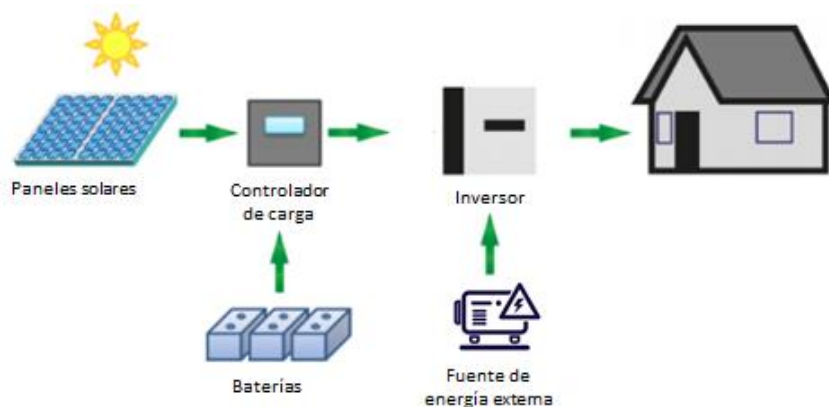


Fig. 18 Instalación fotovoltaica híbrida.^[9]

1.4.7 Energía fotovoltaica en España

En la actualidad, el comienzo de la escasez de recursos y la concienciación mundial para luchar contra el cambio climático, ha provocado que la tecnología de los paneles solares despegue en su utilización. Así como muchas otras fuentes de energías renovables de menor utilización.

Motivado por los cambios de política restrictivos para luchar contra esta escasez de la que hablamos por parte de la unión europea, y dado que España tiene una buena situación geográfica para el aprovechamiento de la radiación solar, está convirtiendo a nuestro país en referencia para que el sector fotovoltaico evolucione.

Para conseguir esta evolución, tanto dentro del sector fotovoltaico como en otras energías renovables, es necesario el soporte político y de un marco regulatorio que fomenten su uso.

En España, en el año 2007, se regula por el RD 661/2007, el régimen jurídico y económico en la producción de energía en régimen especial, que diferencia a las energías renovables, residuos y cogeneración, del régimen ordinario, con potencias instaladas igual o menor a 50 MW. Esta política de incentivos, con el fin de desarrollar las energías renovables, estableció tarifas especiales y primas, por unidad de energía inyectada a la red.

En el caso de las instalaciones fotovoltaicas, el objetivo marcado se establecía en el año 2010 llegar a alcanzar una potencia instalada de 371 MW. Al llegar al 85% de la potencia fijada, se estableció un término máximo para acogerse a las primas o tarifas reguladas.

Estas tarifas reguladas, que serían fijas, y únicamente serían revisables según el IPC (Índice de Precios al Consumidor) se clasificaron en diferentes grupos. El grupo perteneciente a instalaciones que utilizan la radiación solar (fotovoltaica) se clasificaba en la categoría b, grupo b.1, subgrupo b1.1 (Fig.19).

22862

Sábado 26 mayo 2007


BOE núm. 126


Tabla 3

Grupo	Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh	Límite Superior c€/kWh	Límite Inferior c€/kWh
b.1	b.1.1	P≤100 kW	primeros 25 años	44,0381			
			a partir de entonces	35,2305			
		100 kW<P≤10 MW	primeros 25 años	41,7500			
			a partir de entonces	33,4000			
		10<P≤50 MW	primeros 25 años	22,9764			
			a partir de entonces	18,3811			
	b.1.2		primeros 25 años	26,9375	25,4000	34,3976	25,4038
			a partir de entonces	21,5498	20,3200		

Fig. 19 Clasificación de tarifas en categorías, grupos y subgrupos definidos en el artículo 2 del RD 661/2007.^[10]

Para instalaciones no superiores a 100 kW, los primeros 25 años, la tarifa estaba regulada a 44,0381 c€/kWh. Teniendo en cuenta que el precio de mercado máximo histórico alcanzado es de 180,35 €/MWh durante un momento puntual, si se hace la comparativa con la tarifa regulada previamente haciendo la conversión, el precio estaba a 440,38 €/MW. Es decir, se obtenían más del doble de los ingresos. Cosa que no podían dejar escapar los fondos buitres y pequeñas empresas que pretendía beneficiarse de esto para tener un crecimiento. Fueron tantas las solicitudes realizadas en el primer año, que en 2008, ya se había superado el objetivo del RD 661/2007, establecida la potencia instalada en 371 MW prevista de cara al año 2010 (Fig. 20).

 RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA	Potencia instalada nacional (MW)						
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Hidráulica convencional y mixta	14.567	14.580	14.636	14.636	14.656	14.668	14.887
Bombeo puro	2.451	2.451	2.451	2.451	2.451	2.451	2.451
Hidráulica	17.018	17.031	17.087	17.087	17.107	17.119	17.338
Nuclear	7.456	7.456	7.456	7.456	7.515	7.573	7.573
Carbón	11.393	11.326	11.325	11.325	11.342	11.572	11.064
Fuel + Gas	8.900	6.959	6.659	5.369	4.698	3.383	3.106
Ciclo combinado	16.358	21.951	22.653	24.184	26.573	26.634	26.670
Hidroeléctrica	-	-	-	-	-	-	-
Resto hidráulica ⁽¹⁾	1.797	1.870	1.978	2.021	2.031	2.037	2.040
Eólica	11.416	13.664	16.133	18.861	19.707	21.167	22.758
Solar fotovoltaica	125	618	3.351	3.392	3.829	4.233	4.532
Solar térmica	11	11	61	232	532	999	1.950
Térmica renovable/Otras renovables ⁽²⁾	593	613	654	782	820	886	974
renovable/Cogeneración y resto/Cogeneración ⁽³⁾	6.442	6.558	6.810	7.044	7.215	7.297	7.238
Residuos no renovables ⁽⁴⁾	-	-	-	-	-	-	-
Residuos renovables ⁽⁴⁾	-	-	-	-	-	-	-
Total	81.509	88.057	94.166	97.751	101.371	102.898	105.243

 RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA	Potencia instalada nacional (MW)						
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Hidráulica convencional y mixta	14.890	14.897	17.029	17.033	17.030	17.049	17.049
Bombeo puro	2.451	2.451	3.329	3.329	3.329	3.329	3.329
Hidráulica	17.341	17.348	20.358	20.362	20.359	20.378	20.378
Nuclear	7.573	7.573	7.573	7.573	7.117	7.117	7.117
Carbón	11.079	10.936	10.936	10.004	10.004	10.030	9.683
Fuel + Gas	2.996	2.996	2.490	2.490	2.490	2.490	2.503
Ciclo combinado	26.670	26.670	26.670	26.670	26.670	26.284	26.284
Hidroeléctrica	-	11	11	11	11	11	11
Resto hidráulica ⁽¹⁾	2.095	2.095	-	-	-	-	-
Eólica	23.009	23.028	23.004	23.050	23.130	23.507	23.886
Solar fotovoltaica	4.638	4.646	4.681	4.686	4.688	4.714	5.970
Solar térmica	2.299	2.299	2.304	2.304	2.304	2.304	2.304
Térmica renovable/Otras renovables ⁽²⁾	950	987	873	858	860	865	880
renovable/Cogeneración y resto/Cogeneración ⁽³⁾	7.179	7.169	6.167	5.979	5.814	5.741	5.695
Residuos no renovables ⁽⁴⁾	-	-	508	497	497	491	490
Residuos renovables ⁽⁴⁾	-	-	160	162	162	162	160
Total	105.830	105.758	105.736	104.647	104.108	104.094	105.362

⁽¹⁾ Incluye todas aquellas unidades menores de 50 MW que no pertenecen a ninguna unidad de gestión hidráulica (UGH). A partir de 2015 están incluidas en hidráulica convencional y mixta.

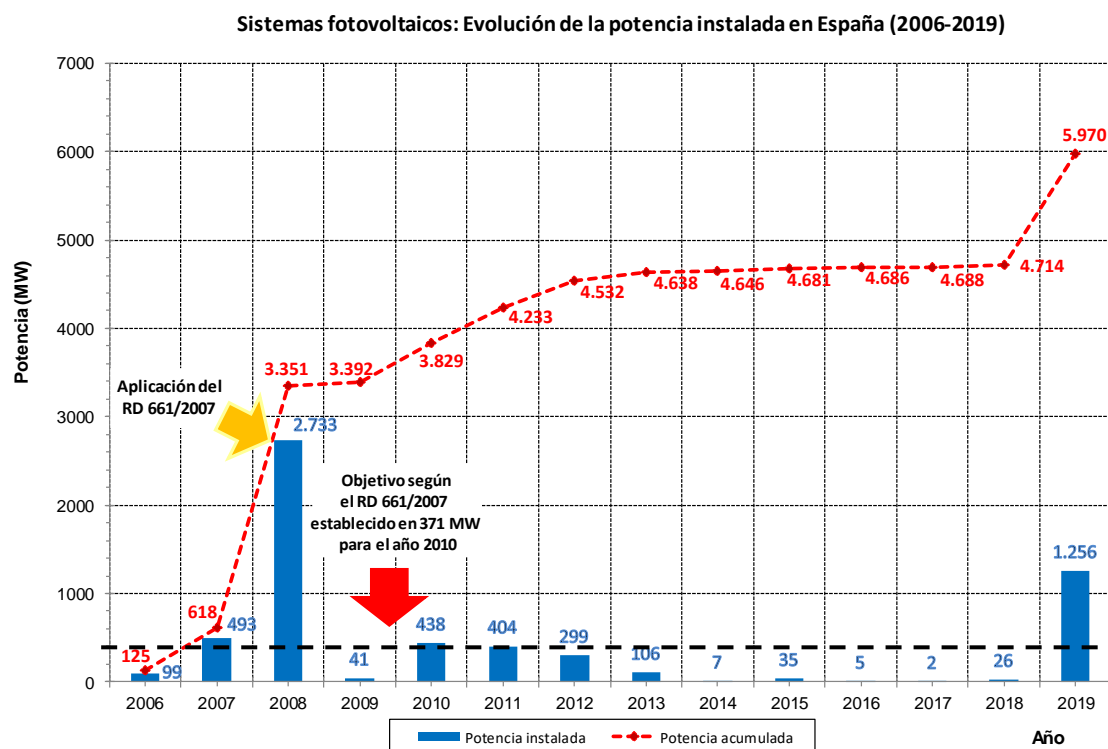
⁽²⁾ Otras renovables incluyen biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica. Los valores de potencia incluyen residuos hasta el 31/12/2014.

⁽³⁾ Los valores de potencia incluyen residuos hasta el 31/12/2014.

⁽⁴⁾ Potencia incluida en térmica renovable y térmica no renovable/cogeneración y resto/cogeneración hasta el 31/12/2014.

Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) hasta 2014 en: resto hidráulica, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, térmica renovable/otras renovables, térmica no renovable/cogeneración y resto/cogeneración y residuos.

Tabla 4 Evolución de la potencia instalada nacional (MW) [Fuente: Red Eléctrica de España ^[11]]



Esto ocasiono la necesidad de introducir correcciones de inmediato mediante el RD 1578/2008 (solo afecta a la tecnología fotovoltaica), cambiando los topes de potencia para cada tipo de instalación el primer año y los sucesivos y la implementación de nuevas tarifas más reducidas. El gobierno, de esta forma cerro el grifo de inmediato y a día de hoy, aún siguen las reclamaciones, sobre todo de empresas pequeñas que se vieron abocados a la ruina.

Tras haber superado el límite establecido, también se suprimen años después, los incentivos económicos con el Real Decreto-ley 1/2012 para las nuevas instalaciones que habían estado dictadas por el RD 661/2007. Abocando la fotovoltaica a un futuro incierto.

Lejos de mejorar, al año siguiente salió una nueva ley del sector eléctrico (Ley 24/2013) que suprimía la distinción entre régimen ordinario y régimen especial. A posteriori, siguieron saliendo normativas posteriores a esta ley, como la implantación del Real Decreto 413/2014 que acababa por eliminar las primas o incentivos a la producción. En 2015, se acabó por estancar aún más el crecimiento con el político impuesto llamado: impuesto al sol.

Este impuesto perjudicaba a los usuarios que disponían de autoconsumo, haciéndoles pagar por generar su propia energía un impuesto por la red eléctrica general y el mantenimiento de las instalaciones generales, con el que se contribuía de esta manera al sistema eléctrico. Hecho que dificultaba y desincentivaba el desarrollo de esta energía renovable. Hay que remarcar que este peaje no afectaba a todos los hogares, el límite para estar exento de pagar este peaje estaba en 10 kW de potencia contratada. Aún así, el miedo a que finalmente el peaje se extendiera a todas las potencias, provocaba que la gente no estuviera segura de realizar una inversión de estas características si al final tenían que seguir pagando una tasa por generar su propia energía. Además de la dificultad que suponía realizar los trámites necesarios existentes como productor de energía eléctrica.

Debido a que el autoconsumo apenas ha iniciado su despliegue con las barreras reguladoras existentes, por suerte, con la aprobación del Real Decreto Ley 15/2018, de medidas urgentes

para la transición energética y la protección de las personas consumidoras, se intenta dar un impulso al autoconsumo de energía eliminando este impuesto al sol. Ya este último año 2019, se suma al real decreto ley anterior, el RD 244/2019, de 5 de abril por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

Cabe recalcar que ha sido una eliminación parcial de este impuesto, pues simplemente se ha eliminado a aquellas instalaciones inferiores a 100 kW, que estarán exentas de la obligación de haberse de inscribir en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

También, se abre la posibilidad de que una misma instalación pueda ser utilizada de forma comunitaria, cosa que estaba también restringida por el “impuesto al sol”. Además, no es necesario que la instalación este dentro del mismo edificio, únicamente es necesario que esté cerca del lugar de consumo. De esta forma se promueve el autoconsumo compartido.

Por otra banda, el excedente de energía producida, no queda claro cuál será la solución definitiva, pero todo hace indicar que el productor de energía excedente en su instalación se le abonara en forma de “bonus” o descuento directo en la factura, por inyectar energía a la red de distribución en caso de estar conectado.

Tras estas medidas, según datos estadísticos publicados por Red Eléctrica de España en este 2019 (Tabla 4), la instalación fotovoltaica en España se ha incrementado en más de 1100MW de potencia instalada. Estaríamos hablando del mayor crecimiento desde el comienzo de la crisis en 2008, y eso sin contar que estos datos son de finales de julio.

Hay que remarcar que, de esta potencia nueva instalada, el crecimiento es dado por la instalación de grandes campos fotovoltaicos. La planta más destacada es la Mula, del fondo Northleaf, en Murcia, que cuenta con 494 MW de potencia instalada. Es considerada como la mayor planta fotovoltaica de toda Europa.



Fig. 21 Planta generadora fotovoltaica la Mula (Murcia).

Tal como se puede comprobar, mediante la energía fotovoltaica, llegar a una potencia instalada de casi 500 MW, supone una gran ocupación de terreno en comparación a una central de la misma potencia, como podría ser la central térmica de Cubellas (520MW) ya desaparecida.



Fig. 22 Central térmica de Foix, Cubellas, al sur de la provincia de Barcelona.

Respecto a los efectos del autoconsumo en este crecimiento a lo largo de este último año, después de las aprobaciones que eliminan el llamado impuesto al sol, todavía es pronto para poder cuantificarlo y se habrá de esperar unos años para conocer la evolución.

1.4.8 Regulación del autoconsumo

En España, existen varias modalidades de autoconsumo expresados en el reciente Real decreto 244/2019, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, que regula las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica definidas en el artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico. En este se explica, que las instalaciones de autoconsumo, deben pertenecer a una de las modalidades siguientes:

- **Sin excedentes:** son instalaciones que suministra energía eléctrica para el autoconsumo pero que en ningún momento vierten energía eléctrica excedentaria a la red de distribución o transporte. Para ello, es necesario la instalación de un sistema antivertido que evite la inyección de energía en la red.
En el caso que el autoconsumo sea colectivo, existe la posibilidad de acogerse a una compensación por excedentes.
- **Con excedentes:** son instalaciones que suministran energía eléctrica para el autoconsumo, pero que también puede inyectar la energía excedentaria a las redes de transporte y distribución.

Dentro del autoconsumo con excedentes, existen dos modalidades:

a) Las acogidas a compensación. En esta modalidad, el consumidor se abastecerá de la propia energía generada en su instalación pudiendo comprar energía de la red cuando la generada no sea suficiente para su consumo, o en el caso que no se consuma, inyectarla a la red. En la facturación, de forma mensual, se compensará la energía comprada a la red con la excedentaria que se ha vertido, al precio medio del mercado horario menos otros costes por desvío, peajes e impuesto. Posteriormente se aplicarán beneficios a los que el cliente puede acogerse (bono social) y en ningún caso el resultado puede ser negativo. Para este caso, es necesario que se cumplan las siguientes condiciones:

- Fuente de origen renovable.
- Producción de energía con una potencia total de la instalación no superior a 100 kW.
- El consumidor ha de estar suscrito a un único contrato de suministro para el consumo con una empresa comercializadora y un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo definido en el artículo 14 del Real Decreto 244/2019.
- La instalación de producción **no debe estar sujeta** a la percepción de un **régimen retributivo adicional o específico** referido al régimen retributivo de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos regulado por el Real Decreto 413/2014 de 6 de junio.

b) Las no acogidas a compensación, agrupa a aquellos productores que no cumplan los requisitos de la modalidad anterior o que por voluntad propia no se acojan a ella. El excedente en este caso, será vendido en el mercado eléctrico.

Otros datos a tener en cuenta, es que, en cada modalidad de autoconsumo, puede ser individual en el caso que solo exista un consumidor en la instalación o colectivo en caso que haya varios consumidores. También se podrán instalar baterías para el almacenamiento de energía en cualquier modalidad.

En cualquiera de las dos modalidades descritas, el consumidor y el propietario de la instalación generadora puede ser personas físicas o jurídicas diferentes. Únicamente se puede estar asociado a una modalidad de autoconsumo, pero es necesario que primero, el consumidor o asociados dispongan de un contrato de suministro de electricidad.

En el siguiente cuadro se puede ver de forma resumida las modalidades de autoconsumo existentes y las diferentes posibilidades que permite el Real Decreto 244/2019:

Autoconsumo INDIVIDUAL Un consumidor asociado O Autoconsumo COLECTIVO Varios consumidores asociados	Instalación PRÓXIMA en RED INTERIOR Conexión Red interior.	SIN excedentes (individual) Mecanismo anti-vertido. SIN excedentes ACOGIDA a compensación (colectivo) Mecanismo anti-vertido.	CONSUMIDOR Titular del suministro PRODUCTOR No existe TITULAR INSTALACIÓN Consumidor PROPIETARIO Puede ser diferente
		CON excedentes ACOGIDA a compensación Fuente renovable. Potencia de producción $\leq 100\text{kW}$. Si aplica, contrato único consumo-auxiliares. Contrato de compensación No hay otro régimen retributivo.	CONSUMIDOR Titular del suministro PRODUCTOR Titular de la instalación TITULAR INSTALACIÓN El inscrito en el registro de autoconsumo PROPIETARIO Puede ser diferente
		CON excedentes NO ACOGIDA a compensación Resto de instalaciones con excedentes.	CONSUMIDOR Titular del suministro PRODUCTOR Titular de la instalación TITULAR INSTALACIÓN El inscrito en el registro de autoconsumo y RAIPRE PROPIETARIO Puede ser diferente
	Instalación PRÓXIMA a TRAVÉS DE RED Conexión a red BT del mismo centro de transformación. Distancia entre contadores generación y consumo $< 500\text{ m}$, ambos conectados en BT. Misma referencia catastral (14dígitos).	CON excedentes NO ACOGIDA a compensación Instalaciones con excedentes.	CONSUMIDOR Titular del suministro PRODUCTOR Titular de la instalación TITULAR INSTALACIÓN El inscrito en el registro de autoconsumo y RAIPRE PROPIETARIO Puede ser diferente

Tabla 5 Cuadro resumen de las modalidades y las diferentes posibilidades de autoconsumo [Fuente: IDAE^[12]].

1.5 Premisas del dimensionado de la instalación

Una vez explicado el estado del arte de la energía solar fotovoltaica y de qué forma se regula el autoconsumo en España, se resumen a continuación las consideraciones que se han tenido en cuenta a la hora de dimensionar la instalación. Estas consideraciones son:

- Instalación de autoconsumo con excedentes con potencia no superior a los 100 kW. La inyección de los excedentes será decisión de la propia UPC.
- Planos en CAD, de la planta 0, planta 1 y cubierta del edificio, han sido obtenidos para el conocimiento de superficie libre asignada para la instalación por la UPC.
- Datos de consumo (estudio de la demanda): el consumo energético que tiene el emplazamiento se ha obtenido desde el portal web de sostenibilidad creado en la UPC llamado SIRENA^[13].
- El estudio se realiza a partir de la creación de un perfil de carga para días laborales, festivos y vacacionales del año 2016. Año más reciente del que se disponen datos completos y que será considerado como año estándar para el estudio.
- Obtención de la curva monótona de carga del año 2016, para observar la potencia base aproximada que se mantiene durante todo el año. En función de esta demanda, se cubre con el dimensionado de un subarray. Este subarray, servirá como base para cubrir la superficie de la cubierta hasta la potencia límite, formando el array.
- Datos meteorológicos (estudio de la generación): los datos necesarios para cuantificar la generación de energía, se extraen a partir del portal web PVGIS^[6] (Photovoltaic geographical information system), desarrollado por la Comisión Europea a través del “Joint Research Centre-Institute for Energy and transport”.
- Para la estimación de la generación se utilizará un modelo de cálculo empleado en el sector fotovoltaico llamado: Araujo Green’s.
- El emplazamiento seleccionado para hacer el dimensionado de la instalación es la cubierta del edificio A (edificio principal). Lugar asignado por la EPSEVG para la colocación de paneles fotovoltaicos. La orientación del edificio es de 21° SE.
- La cubierta presenta obstáculos, que se han tenido en cuenta en la colocación de los paneles fotovoltaicos.
- El dimensionado se realiza pensando en la mayor generación de energía, en el menor espacio posible. Se realiza un estudio con diferentes opciones para ver cual se ajusta a un mayor rendimiento.
- La colocación de los paneles se realiza pensando en que estén situados lo más próximo a una galería de servicios que viene desde la cubierta, con la finalidad de reducir las longitudes del cableado.

1.6 Estudio de la demanda

Para el dimensionado de un generador fotovoltaico, primero hay que conocer la demanda energética que se está consumiendo en el lugar seleccionado para la instalación. Esta información se ha obtenido a partir del portal web SIRENA.

1.6.1 SIRENA

SIRENA, es el acrónimo de Sistema de Información de Recursos Energéticos y Agua de la UPC. El acceso al SIRENA está abierto a cualquier persona en su portal web^[13][13][13]. Este portal permite que, desde cualquier ordenador, se pueda consultar información relacionada con los consumos de un determinado periodo de tiempo, en aquellos campus UPC que se encuentran monitorizados.

Respecto a la información que se puede consultar son consumos de agua, electricidad y gas, durante periodos de tiempo con una frecuencia de horaria, diaria, semanal o mensual a partir de la fecha de instalación del sistema de monitorización de consumo. Incluso se puede consultar la electricidad producida en aquellas instalaciones, en que, de algún modo, son capaces de generar energía eléctrica.

La lectura del edificio seleccionado para extraer los datos de consumo, siguiendo la nomenclatura que utiliza el portal web Sirena, son:

- VG-VG1-2-3 elec parcial 1 de 2 [VG123 – EPSVG]
- VG-VG1-2-3 elec parcial 2 de 2 [VG123 – EPSVG].

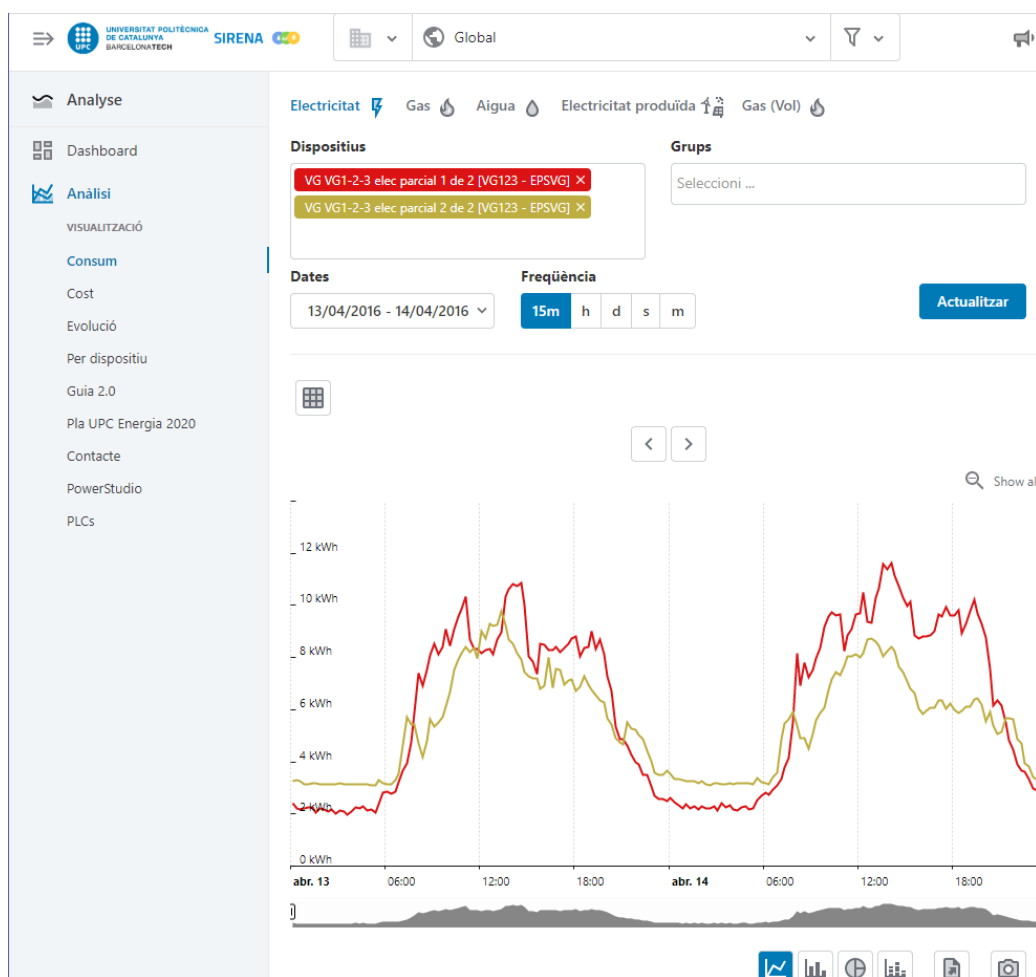


Fig. 23 Menú principal del portal web SIRENA.

Ambos dispositivos de lectura corresponden al mismo edificio, también conocido actualmente como Edificio A (edificio principal). En el menú principal hay una ventana que permite visualizar la representación gráfica de los edificios seleccionados durante la fecha y la frecuencia seleccionada (fig. 23). Además, permite descargar en una hoja de Excel los datos visualizados en la propia web.

Gracias a este portal web, se extraen datos de la demanda requerida por la universidad, para obtener las curvas de la demanda y poder hacer una comparativa con la generación. Además de tener una estimación, de cuál es el consumo que se está registrando anualmente en la EPSEVG.

1.6.2 Análisis de datos de la demanda

Desde el SIRENA, se ha comprobado en que año se comienzan a obtener los primeros datos de demanda en la EPSEVG, para así poder conocer la evolución de estos últimos años.

Las primeras lecturas de consumo obtenidas fueron el año 2010. Desde entonces, se han seguido recogiendo lecturas de consumo hasta el día de hoy, año 2019. En conocimiento de los años disponibles, se extraen datos de consumo de todos los años, con una frecuencia horaria. Obteniendo así, datos de cada día del año, las 24 horas del día.

Por motivos desconocidos, de los años 2017 y 2018, no se han podido obtener datos completos. Únicamente existen datos de la primera mitad del año 2017 y la segunda mitad del año 2018. A razón de este motivo, quedan descartados en el análisis de la evolución de la demanda. Por otro lado, este proyecto se está realizando en 2019, con lo que los datos referentes a los últimos meses todavía no han sido generados y son insuficientes para hacer un estudio anual. Por lo tanto, el estudio realizado de la demanda, se ha realizado en un periodo comprendido entre el año 2010 y 2016. Obtenidos los datos de estos años, estos han sido procesados.

Los datos extraídos del portal web SIRENA, como se puede ver a continuación (Tabla 6), es una hoja de Excel. En ella se ha realizado algunas modificaciones distinguidas de color amarillo, para el procesado de los datos. Estas columnas señaladas y que han sido añadidas para este análisis, contienen:

- Datos de consumo del edificio: como los datos registrados del edificio se encuentran en dos lecturas, se han sumado en la columna “VG-TOTAL”.
- Datos de consumo ordenados de mayor a menor con el título de “Curva”.
- Datos del N_{hora}: en la última columna, se indica el número de hora a la que corresponde un día del año a una hora en concreto, que va desde la hora número 1 hasta la hora 8760 (para el caso de un año de traspaso de 1 – 8784 h).

Account	UPC	From	01/01/2014				
Customer	UPC	To	31/12/2014				
Location	UPC						
		VG VG1-2-3 elec parcial 1 de 2	VG VG1-2-3 elec parcial 2 de 2	VG-TOTAL			
		[kWh] [VG123 - EPSVG]	[kWh] [VG123 - EPSVG]				
		TOTAL	175.909,52	218.225,51	394135,03		
		AVERAGE	20,08	24,91	44,99		
		MEDIAN	12,97	18,63	31,33		
		MAX	70,67	73,38	131,72		
		MIN	1,53	10,19	11,84		
Date	Hour	VG VG1-2-3 elec parcial 1 de 2	VG VG1-2-3 elec parcial 2 de 2	VG-TOTAL	Curva	N _{hora}	
		[kWh] [VG123 - EPSVG]	[kWh] [VG123 - EPSVG]		[kWh]		
01/01/2014	00:00	10,73	16,03	26,77	131,72	1	
01/01/2014	01:00	10,81	16,16	26,97	129,28	2	
01/01/2014	02:00	10,72	16,05	26,77	128,88	3	
01/01/2014	03:00	10,70	16,13	26,83	128,75	4	
01/01/2014	04:00	11,17	16,08	27,25	127,42	5	
01/01/2014	05:00	13,97	16,17	30,14	126,91	6	

Tabla 6 Ejemplo del tratamiento de datos sobre la demanda extraída del portal web SIRENA.

Después de observar cada año siguiendo el mismo procedimiento, existen años en los que no se dispone de todas las horas del año y en donde hay consumos máximos que están fuera de lo normal. Estos consumos tan disparados, vienen cuando durante horas, el sistema de adquisición de datos no responde y posteriormente, vuelve a registrar datos de nuevo. Es como si sumara el consumo no registrado anteriormente. Por este motivo, estos datos han sido discriminados para que no afecte al estudio. Estos consumos tan elevados, aparecen en la siguiente tabla (Tabla 7) subrayados de color amarillo.

2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016	
Curva [kWh]	Nhora	Curva [kWh]	Nhora	Curva [kWh]	Nhora	Curva [kWh]	Nhora	Curva [kWh]	Nhora	Curva [kWh]	Nhora	Curva [kWh]	Nhora
178,59	2	189,88	1	155,06	1	143,08	1	131,72	1	233,01	1	29423,96	1
178,41	3	189,72	2	153,06	2	142,91	2	129,28	2	133,33	2	15189,40	2
178,05	4	187,84	3	152,31	3	142,20	3	128,88	3	131,80	3	770,23	3
177,28	5	187,78	4	151,88	4	141,85	4	128,75	4	128,51	4	192,69	4
176,16	6	187,66	5	150,94	5	140,52	5	127,42	5	126,32	5	133,73	5
175,53	7	186,44	6	150,56	6	140,30	6	126,91	6	124,49	6	131,24	6
170,32	8	186,00	7	149,88	7	139,31	7	125,81	7	123,77	7	130,74	7
169,14	9	185,94	8	149,13	8	139,00	8	125,36	8	123,56	8	126,77	8
168,91	10	184,50	9	148,94	9	138,73	9	124,14	9	122,67	9	125,15	9
168,89	11	183,97	10	148,75	10	138,31	10	123,30	10	122,23	10	125,10	10
166,92	12	183,16	11	148,31	11	138,24	11	122,53	11	122,17	11	123,95	11
166,84	13	183,03	12	148,31	12	137,94	12	122,44	12	122,13	12	123,50	12
166,42	14	179,81	13	148,06	13	137,91	13	122,16	13	121,76	13	120,22	13
163,59	15	178,63	14	147,69	14	137,81	14	121,75	14	120,96	14	120,20	14
163,55	16	178,25	15	147,56	15	137,34	15	121,69	15	120,68	15	119,90	15
163,25	17	177,91	16	147,44	16	137,19	16	121,66	16	120,20	16	118,72	16
162,53	18	177,28	17	147,19	17	136,89	17	121,23	17	119,84	17	117,08	17
162,38	19	177,09	18	146,31	18	136,89	18	120,75	18	119,82	18	116,23	18
162,27	20	175,59	19	145,75	19	136,75	19	120,50	19	119,13	19	115,93	19
162,25	21	175,47	20	145,75	20	136,75	20	119,91	20	118,59	20	115,86	20
160,80	22	174,88	21	145,75	21	136,56	21	119,84	21	118,22	21	115,60	21
156,49	23	174,34	22	145,25	22	136,02	22	119,31	22	117,24	22	115,50	22
156,38	24	173,41	23	145,00	23	135,96	23	119,28	23	117,02	23	115,07	23
155,79	25	172,47	24	144,50	24	135,75	24	119,16	24	117,01	24	114,72	24
155,55	26	171,06	25	144,31	25	135,38	25	119,06	25	116,35	25	114,36	25
155,02	27	170,97	26	144,25	26	135,14	26	118,70	26	115,34	26	114,24	26
154,26	28	170,47	27	144,13	27	135,06	27	118,56	27	114,92	27	113,92	27
153,20	29	169,34	28	143,94	28	134,90	28	117,16	28	114,69	28	113,90	28

Tabla 7 Demostración de los consumos disparados excluidos del estudio.

Debido a la larga extensión de esta tabla 7, se ha resumido en la siguiente tabla teniendo en cuenta lo descrito anteriormente. En esta tabla resumen (Tabla 8), se recoge la energía total consumida, el promedio, la mediana, el máximo y el mínimo para el periodo comprendido entre 2010 y 2016.

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Total (kWh)	539510	546421	491927	448608	394135	369661	312107
Promedio (kWh)	61,59	62,38	56,01	51,22	44,99	42,26	40,35
Mediana (kWh)	53,31	42,47	36,50	34,14	31,33	26,79	23,76
Máximo (kWh)	178,59	189,88	155,06	143,08	131,72	133,33	133,73
Mínimo (kWh)	0,00	9,92	14,19	14,16	11,84	2,96	7,04

Tabla 8 Resumen de la demanda para el periodo comprendido entre 2010 y 2016.

Cabe destacar, que los consumos totales registrados en el SIRENA van disminuyendo con los años. Esto seguramente sea debido a las medidas emprendidas en la universidad, sobre el ahorro energético implantado durante estos últimos años. Una forma visual de observarlo, es mediante la representación gráfica de estos datos en la curva monótona de la demanda anual (Fig. 24). En esta representación, se puede observar como cada año sigue la misma tendencia, con una reducción del consumo que comienza a partir del año 2011.

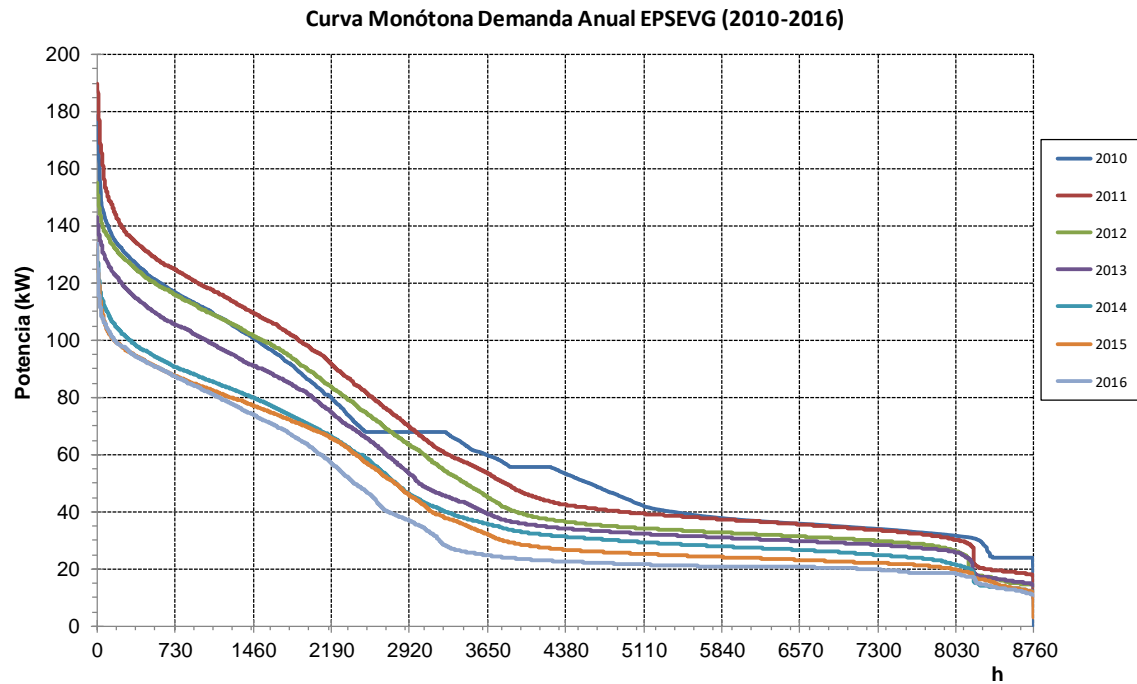


Fig. 24 Gráfico de la curva monótona de la demanda anual EPSEVG (2010-2016).

Continuando con el estudio de la demanda, este ha pasado a centrarse específicamente en el año más reciente del que se dispone datos, que correspondería al año 2016, a pesar de que faltan datos de algunos días. Estos días se pueden observar en el gráfico siguiente, y son un periodo comprendido entre el 22 de agosto y el 20 de septiembre y otro que va del 14 al 27 de noviembre.

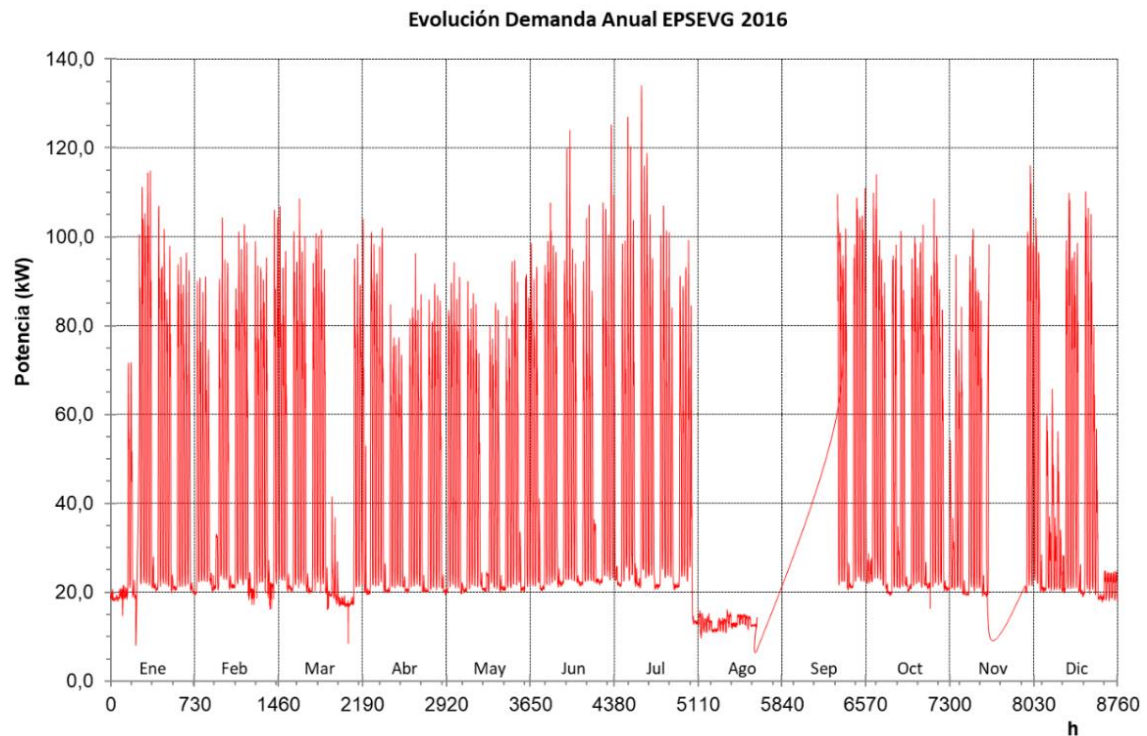


Fig. 25 Gráfico de la evolución de la demanda anual EPSEVG 2016.

La representación de la curva monótona de carga permite ver claramente la forma en la que la instalación consumidora hace uso de la energía (Fig.26). Como, por ejemplo, la máxima demanda, la cantidad de horas de demanda elevada o las horas en que se hace un uso de la energía correspondiente a días de actividad laboral. Al mismo tiempo, también se puede observar el consumo mínimo de aquellos equipos eléctricos que están en funcionamiento durante todo el año. Esto también puede ser visto en el gráfico anterior, que esta alrededor de los 20 kW.

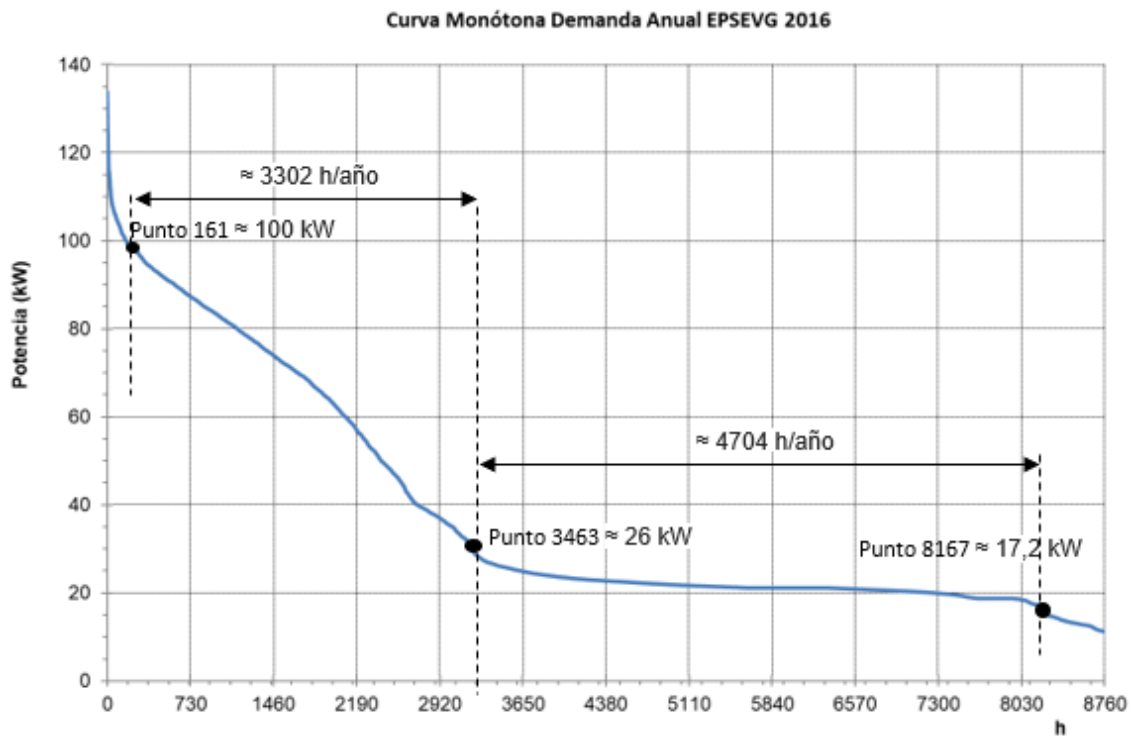


Fig. 26 Gráfico de la curva monótona demanda anual EPSEVG 2016.

Siguiendo el gráfico anterior de derecha a izquierda (Fig. 26), se puede observar que más de la mitad del año, en concreto 4704h/año, hay una demanda que prácticamente se mantiene entre 17,2-26 kW. De este gráfico, es importante extraer, que siempre hay un consumo mínimo mantenido a lo largo del año de 21,6 kW de media. Siguiendo hacia la izquierda, hay otro periodo del año que va de los 26 kW a los 100 kW. Estos días podrían ser días laborables y se contabiliza en 3302 h/año, o lo que es lo mismo, unos 137 días al año.

También, se ha decidido hacer un gráfico de barras (Fig. 27), para representar como varia la potencia horaria de cada mes del año 2016. De esta forma se puede ver como el consumo, varia de forma decreciente en los valores máximos des de enero hasta mayo (a excepción de febrero) con la llegada del buen tiempo y no requerir de calefacción. En cambio, los días de junio y julio, los máximos se disparan posiblemente debido al uso del aire acondicionado. La media también se ve incrementada. Respecto al mes de agosto, se puede comprobar que alcanza los valores mínimos porque que la universidad permanece cerrada y faltan 11 días del mes que no se han registrado. Ya en la última parte del año, de septiembre a noviembre aumenta la demanda con la llegada de nuevo del frío hasta diciembre, donde parte del mes es periodo vacacional con la llegada de las navidades.

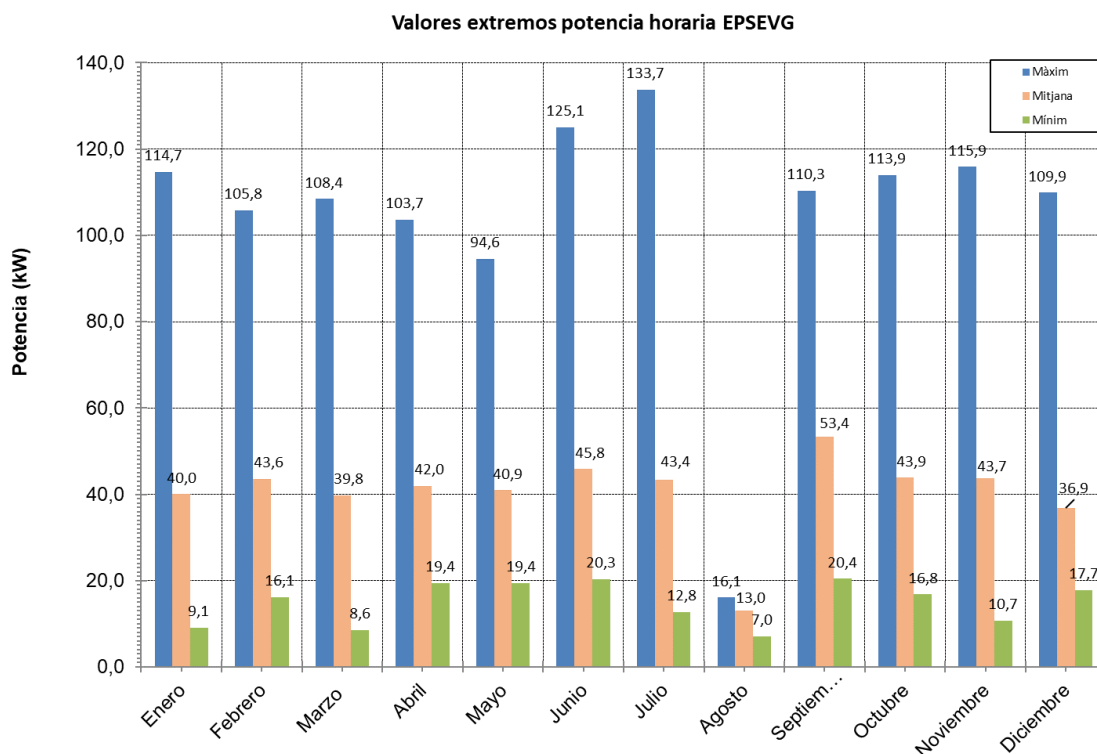


Fig. 27 Gráfico de barras de valores extremos de demanda EPSEVG 2016.

Por último, en referencia a la demanda, para hacer una comparación del consumo energético, con la generación de la instalación, se ha creado un perfil de carga diario medio del año estudiado (2016). Se han cogido 10 muestras para días aleatorios laborables, 10 para festivos y 10 vacacionales de cada estación del año, a excepción de primavera y otoño, que se ha cogido en conjunto. Se podría haber hecho perfectamente separado, pero con tal de reducir el número de tablas y gráficos que se verán a continuación, el perfil de carga de primavera y otoño se ha hecho en conjunto. Obteniendo así un total de nueve tablas, tres de ellas expuestas a modo de ejemplo a continuación. Estas tablas de ejemplo corresponden a la estación de invierno, para días laborables (tabla 9), días festivos (tabla 10) y días vacacionales (tabla 11), que son presentadas en el anexo también junto con las estaciones de verano y primavera-otoño (ver Anexo I. Punto 2.1.1)

Laboral											
Horas	Fecha										Media [kWh]
	12-1-16	21-1-16	27-1-16	11-2-16	16-2-16	26-2-16	29-2-16	2-3-16	10-3-16	15-3-16	
0	21,9	22,5	21,6	22,9	22,5	23,4	20,2	23,8	22,6	23,0	22,42
1	22,0	22,6	21,9	23,1	22,7	19,9	21,8	24,1	23,4	23,4	22,49
2	22,1	21,8	21,6	23,2	21,8	23,4	22,1	23,1	22,8	22,1	22,39
3	21,9	21,7	21,2	23,3	21,9	23,2	18,4	23,0	21,9	20,3	21,67
4	23,0	22,7	23,1	25,0	22,7	24,3	22,6	23,6	23,1	23,5	23,37
5	24,8	24,2	24,4	26,1	25,1	26,3	24,2	25,5	25,9	25,9	25,23
6	38,4	37,0	35,0	43,3	42,4	44,2	43,0	39,3	41,2	36,2	40,02
7	47,3	47,7	47,8	52,0	49,8	47,7	48,3	50,0	48,2	45,5	48,42
8	75,9	69,3	65,2	71,6	71,8	60,7	72,0	78,6	72,9	62,8	70,10
9	87,6	78,9	78,6	79,1	81,6	69,0	88,0	97,9	86,4	82,0	82,91
10	99,0	81,4	84,4	81,4	89,8	91,4	98,1	98,6	91,7	95,8	91,15
11	111,0	84,4	86,9	88,8	101,1	84,1	104,7	106,7	92,6	84,2	94,45
12	104,7	85,8	88,9	94,7	91,6	95,2	105,8	102,6	96,6	98,4	96,43
13	101,4	85,9	78,3	82,8	91,9	92,2	97,8	89,8	94,0	100,6	91,46
14	86,0	74,7	73,8	71,6	77,7	71,4	78,0	80,6	80,0	92,5	78,63
15	84,9	74,0	76,0	76,8	74,3	65,5	77,5	75,2	73,8	87,9	76,59
16	91,1	74,7	72,7	76,9	78,6	76,8	84,7	78,3	68,2	92,3	79,41
17	99,8	80,3	67,7	69,9	80,6	68,0	82,2	79,8	80,7	88,4	79,74
18	103,4	80,0	70,0	64,1	75,4	68,0	88,0	80,3	80,4	97,1	80,68
19	87,0	66,2	58,0	63,4	70,4	69,0	74,2	71,8	72,3	81,0	71,34
20	65,2	49,3	48,9	47,2	53,3	41,4	58,4	53,2	56,3	60,6	53,37
21	41,5	35,3	35,6	32,6	34,6	34,6	35,4	37,9	36,3	37,6	36,15
22	29,0	23,4	24,4	24,1	26,2	26,4	24,8	26,3	25,2	26,0	25,58
23	24,1	21,9	22,7	23,3	23,6	19,6	24,5	23,2	24,7	23,6	23,11
Total [kWh/día]:										1357,11	

Tabla 9 Perfil de carga diario medio de días laborables de invierno EPSEVG 2016.

Festivos											
Horas	Fecha										Media [kWh]
	1-1-16	3-1-16	6-1-16	9-1-16	17-1-16	31-1-16	8-2-16	6-3-16	25-12-16	26-12-16	
0	18,8	18,9	18,4	18,9	21,3	20,1	21,0	20,8	19,0	19,0	19,63
1	19,2	18,7	19,0	19,1	21,6	20,3	21,0	21,5	18,6	18,3	19,72
2	18,5	19,4	19,2	19,8	21,5	20,1	21,4	21,2	18,3	18,6	19,80
3	18,7	18,8	19,3	20,3	21,0	20,0	21,3	20,8	18,7	18,9	19,78
4	19,0	19,2	18,9	19,8	22,0	20,1	20,9	20,9	18,8	18,4	19,80
5	19,1	18,9	19,1	20,1	21,4	20,1	21,6	20,9	18,9	19,3	19,95
6	19,9	18,7	20,2	19,5	21,5	20,2	26,8	21,4	18,6	23,2	20,99
7	20,0	19,0	21,1	19,6	21,7	20,2	28,7	21,0	18,5	24,2	21,41
8	19,9	19,0	19,8	20,4	21,3	19,9	32,9	21,0	18,6	24,7	21,76
9	18,9	18,1	19,2	20,8	20,9	19,5	33,1	20,5	19,0	23,0	21,29
10	18,9	18,4	18,6	21,5	20,4	19,6	32,4	20,0	18,5	22,5	21,08
11	18,9	18,2	18,9	21,3	20,2	19,4	32,5	20,5	18,1	22,3	21,03
12	18,7	18,4	18,7	21,7	20,9	19,6	32,7	20,9	17,7	22,9	21,23
13	18,7	18,0	19,3	22,7	20,7	20,0	32,3	20,5	18,2	22,6	21,30
14	18,2	18,4	19,1	22,5	20,8	19,6	32,7	20,7	18,3	22,7	21,30
15	18,9	18,6	19,2	21,9	20,8	19,8	32,7	21,0	18,4	22,7	21,40
16	18,8	17,9	19,6	20,3	20,8	19,8	32,6	20,5	18,7	23,0	21,20
17	19,6	18,5	19,8	18,8	20,9	19,9	32,6	20,6	18,9	24,8	21,44
18	20,6	18,9	20,6	19,0	20,7	20,0	30,3	20,7	18,8	24,6	21,41
19	20,3	18,6	20,9	19,2	20,8	19,8	28,6	20,6	18,5	24,0	21,14
20	20,0	18,5	20,9	19,1	20,7	19,7	22,3	20,5	19,3	23,2	20,42
21	19,8	18,5	20,2	18,9	20,4	19,7	21,7	20,5	18,3	21,3	19,93
22	18,5	18,5	18,4	19,0	20,7	19,4	20,5	20,1	18,6	18,2	19,18
23	18,0	18,6	18,6	18,7	20,4	19,8	20,5	20,2	19,5	18,6	19,28
Total [kWh/día]:										495,47	

Tabla 10 Perfil de carga diario medio de días festivos de invierno EPSEVG 2016.

Vacaciones											
Horas	Fecha										Media [kWh]
	4-1-16	7-1-16	8-1-16	23-1-16	20-2-16	19-3-16	27-12-16	28-12-16	29-12-16	30-12-16	
0	18,8	18,9	21,0	20,6	22,7	20,7	18,5	19,3	18,6	18,8	19,80
1	18,6	19,2	21,5	20,8	23,1	20,8	18,4	18,9	18,7	18,4	19,83
2	18,5	19,1	21,7	20,5	22,1	19,9	18,7	18,4	18,8	18,7	19,65
3	18,8	19,3	21,7	20,5	21,9	19,8	19,0	19,0	19,1	18,8	19,80
4	18,5	19,6	22,9	19,8	21,9	19,6	19,2	18,9	19,3	18,7	19,83
5	19,2	22,7	23,9	20,5	18,3	20,0	19,7	19,4	19,4	19,1	20,22
6	19,9	32,6	35,0	20,6	19,8	19,8	22,1	22,5	22,7	22,0	23,70
7	20,7	39,3	39,6	20,8	22,4	20,5	23,4	23,6	23,6	23,9	25,78
8	19,7	50,5	54,3	22,0	19,0	21,0	24,2	24,2	24,3	24,5	28,37
9	18,6	59,2	59,9	23,8	24,4	23,2	22,5	22,7	23,0	22,4	29,98
10	18,7	66,2	70,2	23,9	24,4	24,9	22,1	22,5	22,2	22,3	31,74
11	19,1	71,5	71,7	22,8	23,6	25,5	22,2	22,4	22,3	22,2	32,33
12	19,5	69,7	68,0	23,5	24,3	25,2	22,5	22,5	22,1	22,4	31,97
13	19,4	65,8	58,1	23,2	23,7	21,9	22,4	22,5	23,1	22,7	30,28
14	19,4	55,5	48,5	22,6	23,1	22,3	22,6	22,4	22,3	22,4	28,10
15	19,5	56,4	44,8	22,2	23,4	16,0	23,1	22,9	22,5	22,8	27,36
16	19,2	52,9	46,5	21,0	21,9	21,1	22,9	22,9	22,9	22,9	27,44
17	20,6	52,1	51,5	21,0	20,7	19,8	24,0	23,9	23,9	23,9	28,13
18	20,8	54,3	50,3	20,9	20,1	16,4	24,5	24,3	24,6	24,7	28,10
19	20,8	46,9	44,8	21,0	20,6	16,2	23,9	24,2	23,8	23,8	26,61
20	20,4	37,3	37,8	20,8	20,3	19,4	22,9	23,1	22,9	22,8	24,76
21	20,1	28,2	30,5	20,7	20,8	19,3	21,2	21,3	21,3	21,1	22,45
22	19,0	23,3	22,3	20,5	20,2	16,5	18,0	18,6	18,2	18,4	19,50
23	18,5	21,1	19,7	20,8	20,5	19,7	18,5	18,7	19,1	18,6	19,52
									Total [kWh/dia]:		605,24

Tabla 11 Perfil de carga diario medio de días vacacionales de invierno EPSEVG 2016.

En estas tablas, se puede ver la evolución horaria de los 10 días seleccionados estándar laborables, festivos y vacacionales. En la última columna, se ha hecho una media del consumo de los días seleccionados, con los que se representan los siguientes gráficos a modo de ejemplo, para las tres tablas anteriores. El resto son recogidos en el anexo (ver Anexo I. Punto 2.1.1)

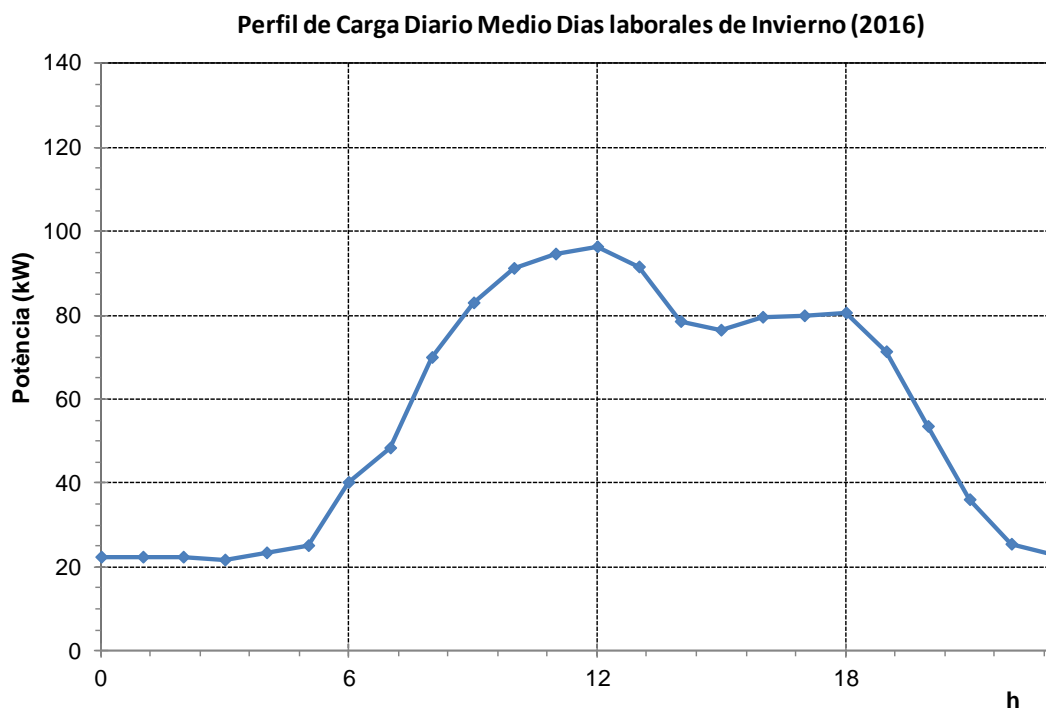


Fig. 28 Gráfico de perfil de carga diario medio días laborables de invierno EPSEVG 2016.

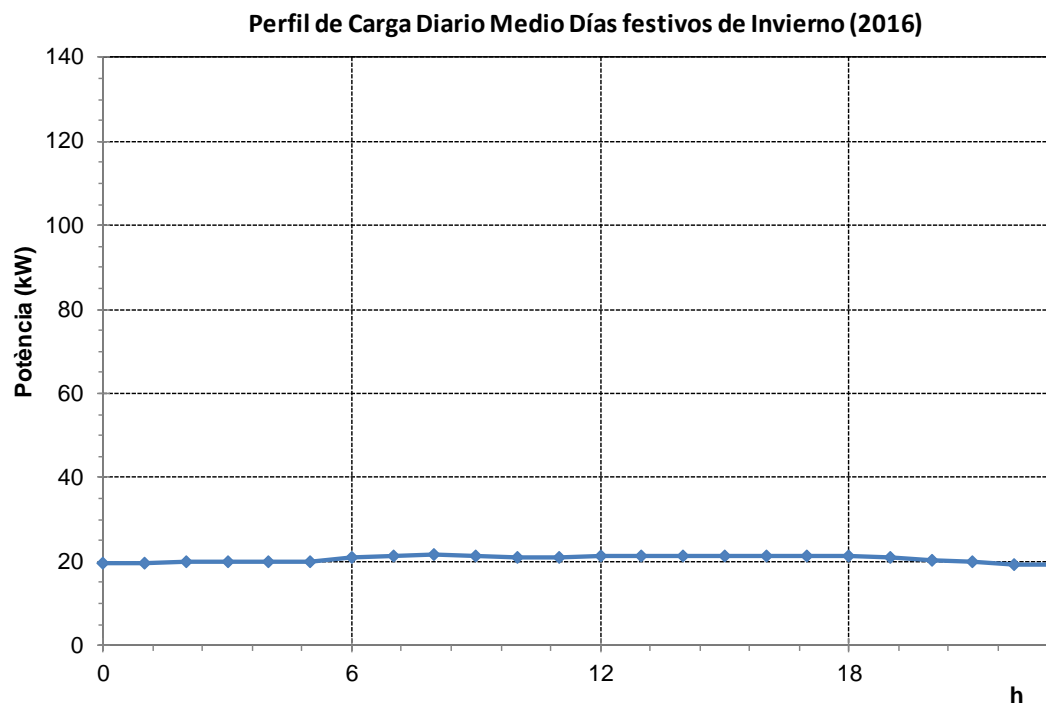


Fig. 29 Gráfico de perfil de carga diario medio días festivos de invierno EPSEVG 2016.

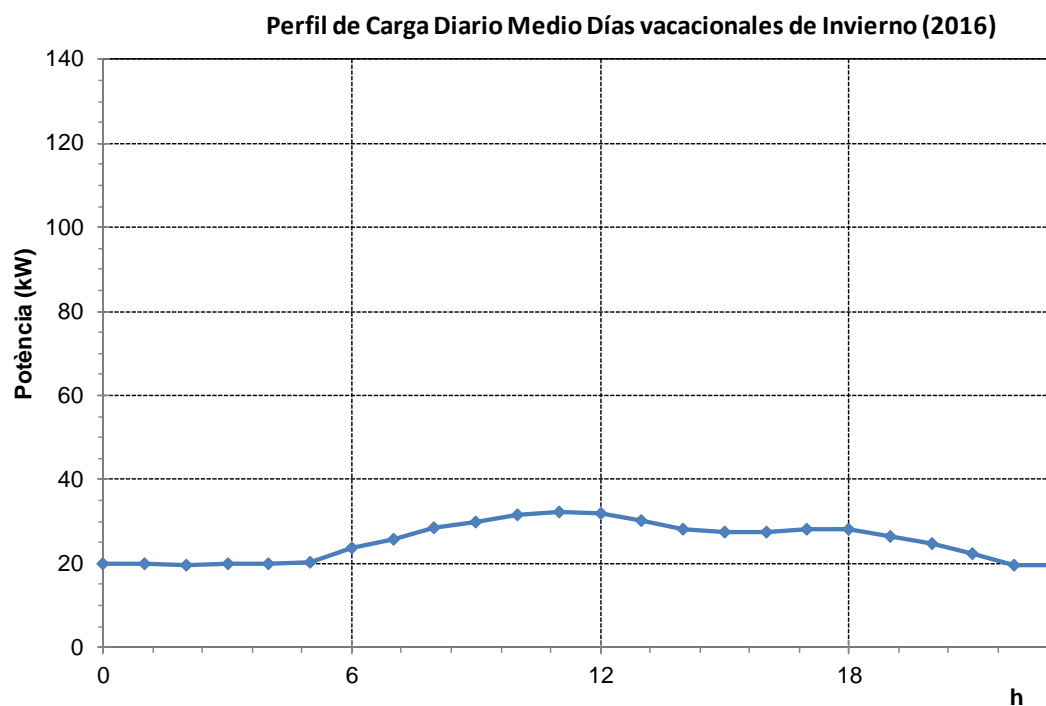


Fig. 30 Gráfico de perfil de carga diario medio días vacacionales de invierno EPSEVG 2016.

En estos gráficos se sobrepondrá la generación de energía para ver si habrá autoconsumo, excedentes o se habrá de consumir de la red, la parte que no cubra la generación.

Para la selección de estos días, se ha representado el calendario típico de la UPC con los mismos colores que se emplean en la leyenda (Fig. 31). Respecto a los días que han sido escogidos, se han marcado con otro tipo de fuente, en negrita y se ha representado de la forma siguiente:

- Laboral: se han representado con el borde de la celda de color rojo. En él, se ha tenido en cuenta los días entre semana que han sido laborables y la universidad ha estado abierta. También se ha cogido algún periodo sin alumnos en las aulas, como el mes de julio.
- Festivo: se han representado con el borde de la celda de color azul. En él, se ha tenido en cuenta los días festivos puntuales del año y algún día del fin de semana para completar las 10 muestras de cada estación del año, ya que en algunos periodos, no habían días festivos.
- Vacaciones: se han representado con el borde de la celda de color verde. En él, se ha tenido en cuenta periodos de días vacacionales y días del fin de semana, por el mismo motivo explicado anteriormente para los días festivos.

Con tal de intentar escoger días aleatorios de una forma distribuida, se han seleccionado de forma diagonal, la mayoría de días, tal y como se muestra en la figura 32. En la que se puede ver parte del calendario modificado (ver Anexo I. Punto 2.1.1), de esta forma se evita tener muestras de días seguidos.

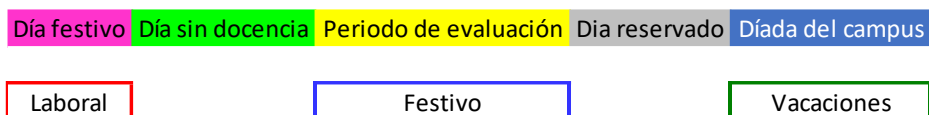


Fig. 31 Leyenda calendario EPSEVG 2016.

Any	Mes	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado	Domingo	
Invierno	Enero					1	2	3	
	"	4	5	6	7	8	9	10	
	"	11	12	13	14	15	16	17	
	"	18	19	20	21	22	23	24	
	"	25	26	27	28	29	30	31	
	Febrero	1	2	3	4	5	6	7	
	"	8	9	10	11	12	13	14	
	"	15	16	17	18	19	20	21	
	"	22	23	24	25	26	27	28	
	"	29	1	2	3	4	5	6	
Primavera	Marzo	7	8	9	10	11	12	13	
	"	14	15	16	17	18	19	20	
	"	21	22	23	24	25	26	27	
	"	28	29	30	31	1	2	3	
	Abril	4	5	6	7	8	9	10	
	"	11	12	13	14	15	16	17	
	"	18	19	20	21	22	23	24	
	"	25	26	27	28	29	30	1	
	Mayo	2	3	4	5	6	7	8	
	"	9	10	11	12	13	14	15	
	"	16	17	DI 18	19	20	21	22	
	"	23	24	25	26	27	28	29	
	"	30	31	1	2	3	4	5	
	Junio	6	Dj 7	8	9	10	11	12	
	"	13	Pau 14	Pau 15	Pau 16	17	18	19	

Fig. 32 Calendario académico EPSEVG 2016.

A partir de los perfiles de carga diario medio creados, se resume los consumos de los perfiles de carga diarios y mensuales, según los periodos laborales, festivos y vacacionales, en los diferentes meses y estaciones del año (Tabla 12). Al final, se calcula el consumo total del año estándar utilizado para este estudio de la demanda a partir de los perfiles de carga creados.

	Mes	Estaciones del año	Nº Días	Perfil de carga diario medio total [kWh/día]	Energía demandada mensual [kWh/mes]
Laboral	Ene	Invierno	15	1357,11	20356,71
	Feb	Invierno	20	1357,11	27142,28
	Mar	Primavera	17	1279,31	21748,23
	Abr	Primavera	20	1279,31	25586,15
	May	Primavera	21	1279,31	26865,46
	Jun	Verano	20	1320,67	26413,36
	Jul	Verano	21	1320,67	27734,03
	Ago	Verano	3	1320,67	3962,00
	Sep	Otoño	22	1279,31	28144,77
	Oct	Otoño	19	1279,31	24306,84
	Nov	Otoño	21	1279,31	26865,46
	Dic	Invierno	10	1357,11	13571,14
Festivo	Ene	Invierno	7	495,47	3468,29
	Feb	Invierno	5	495,47	2477,35
	Mar	Primavera	6	545,48	3272,91
	Abr	Primavera	5	545,48	2727,42
	May	Primavera	5	545,48	2727,42
	Jun	Verano	6	459,87	2759,22
	Jul	Verano	5	459,87	2299,35
	Ago	Verano	6	459,87	2759,22
	Sep	Otoño	4	545,48	2181,94
	Oct	Otoño	6	545,48	3272,91
	Nov	Otoño	5	545,48	2727,42
	Dic	Invierno	9	495,47	4459,23
Vacacional	Ene	Invierno	9	605,24	5447,12
	Feb	Invierno	3	605,24	1815,71
	Mar	Primavera	8	680,91	5447,25
	Abr	Primavera	5	680,91	3404,53
	May	Primavera	5	680,91	3404,53
	Jun	Verano	4	315,27	1261,10
	Jul	Verano	5	315,27	1576,37
	Ago	Verano	22	315,27	6936,03
	Sep	Otoño	4	680,91	2723,63
	Oct	Otoño	6	680,91	4085,44
	Nov	Otoño	4	680,91	2723,63
	Dic	Invierno	12	605,24	7262,82
Total consumido [kWh/año]:					353917,27

Tabla 12 Resumen del perfil de carga diario medio

El consumo anual calculado es de 353.917,27 kWh/año. Como se puede comprobar (Tabla 8), el valor de la demanda calculada es superior a los 312.107 kWh/año que se obtenían del SIRENA. Esto se debe a que aquí se están considerando los 365 días de un año completo sin pérdida de datos como si pasaba en el SIRENA.

Para justificar que la falta de datos para el año más reciente no afecta al estudio (ver Anexo I. Punto 2.1.1), se ha calculado el ratio entre el consumo obtenido por el SIRENA y el obtenido por el perfil de carga creado. Con este cálculo se ha obtenido un porcentaje de 13,9%. Si se compara este ratio, con el ratio calculado a partir de las horas que faltan, entre las horas totales de un año se obtiene un 11,9%. Lo que quiere decir que la diferencia es de un 2%. Diferencia prácticamente mínima, que permite mantener este año 2016 como año de estudio.

1.7. Estimación de la generación

Para el diseño de la instalación solar fotovoltaica, hay datos meteorológicos que son de gran importancia a la hora de dimensionar un sistema fotovoltaico. Estos son la irradiación y la temperatura local, parámetros principales que influyen en la generación de los paneles. Estos datos son obtenidos de la base de datos del portal web PVGIS^[6].

1.7.1 PVGIS

PVGIS (Photovoltaic geographical information system), ha sido desarrollado por la Comisión Europea a través del “Joint Research Centre-Institute for Energy and transport”, con el objetivo de contribuir a la implantación de energías renovables dentro de la Unión Europea. Es un portal web, utilizado por expertos en el mundo de la generación fotovoltaica, lo que da plena confianza en su utilización. Este portal nos proporciona valores medios de la irradiación horaria, diaria y mensual, a la vez que perfiles de temperatura. Además, según la introducción de las coordenadas del emplazamiento, este nos proporciona la opción de obtener un ángulo optimizado de inclinación y de azimut. En la siguiente figura, se puede visualizar la imagen principal del portal web, en el que se puede ver un mapa en el que elegir el emplazamiento y diferentes opciones descritas anteriormente.

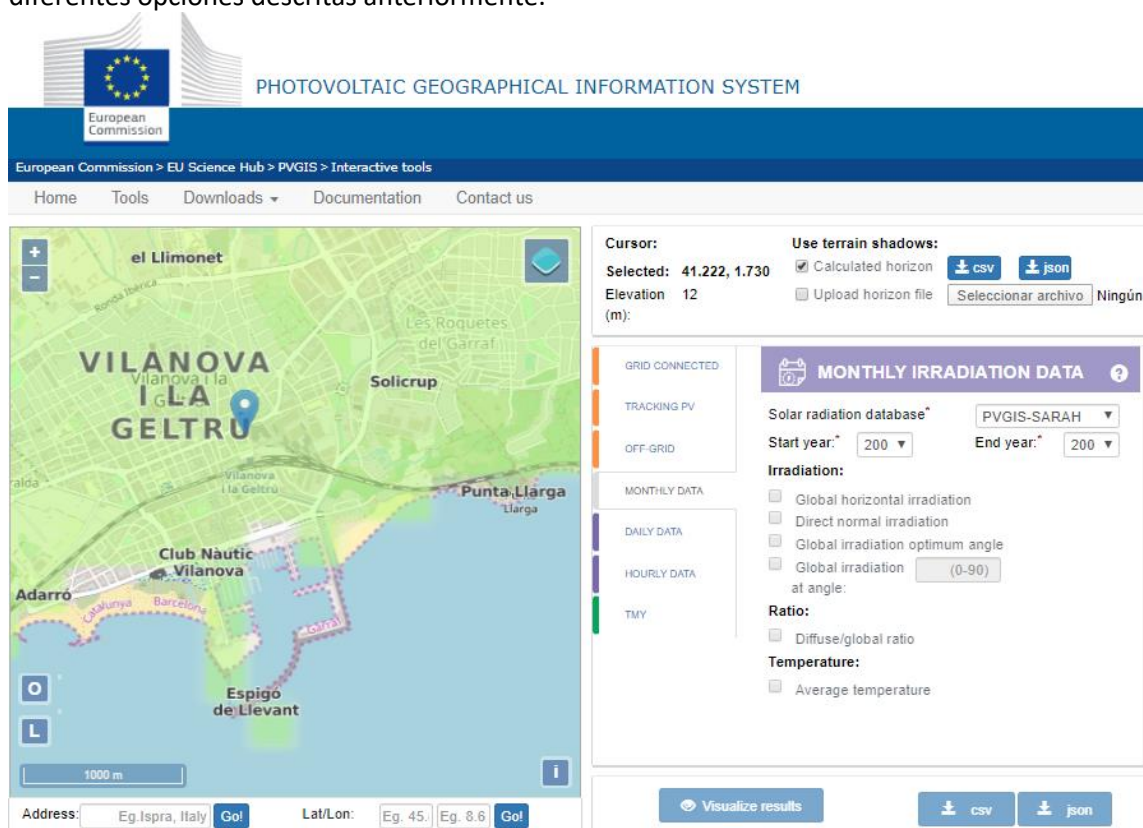


Fig. 33 Menú principal del portal web PVGIS.

1.7.2 Procedimiento empleado para la estimación de la producción.

Para cuantificar la generación que producen los paneles fotovoltaicos, el procedimiento utilizado es mediante el modelo de Araujo Green's. El modelo de Araujo Green's, es un modelo de cálculo que se utiliza para conocer la potencia máxima de un módulo fotovoltaico. A partir del conocimiento de la potencia máxima para un solo módulo, este permite realizar el cálculo del nombre de módulos fotovoltaicos que se tendrán que instalar para cubrir la demanda exigida

en una instalación. Dado la extensión del procedimiento de cálculo, se explica de forma esquemática en las siguientes dos figuras (Para más detalle, ver Anexo I. Punto 2.2.6)

Model Araujo-Green's

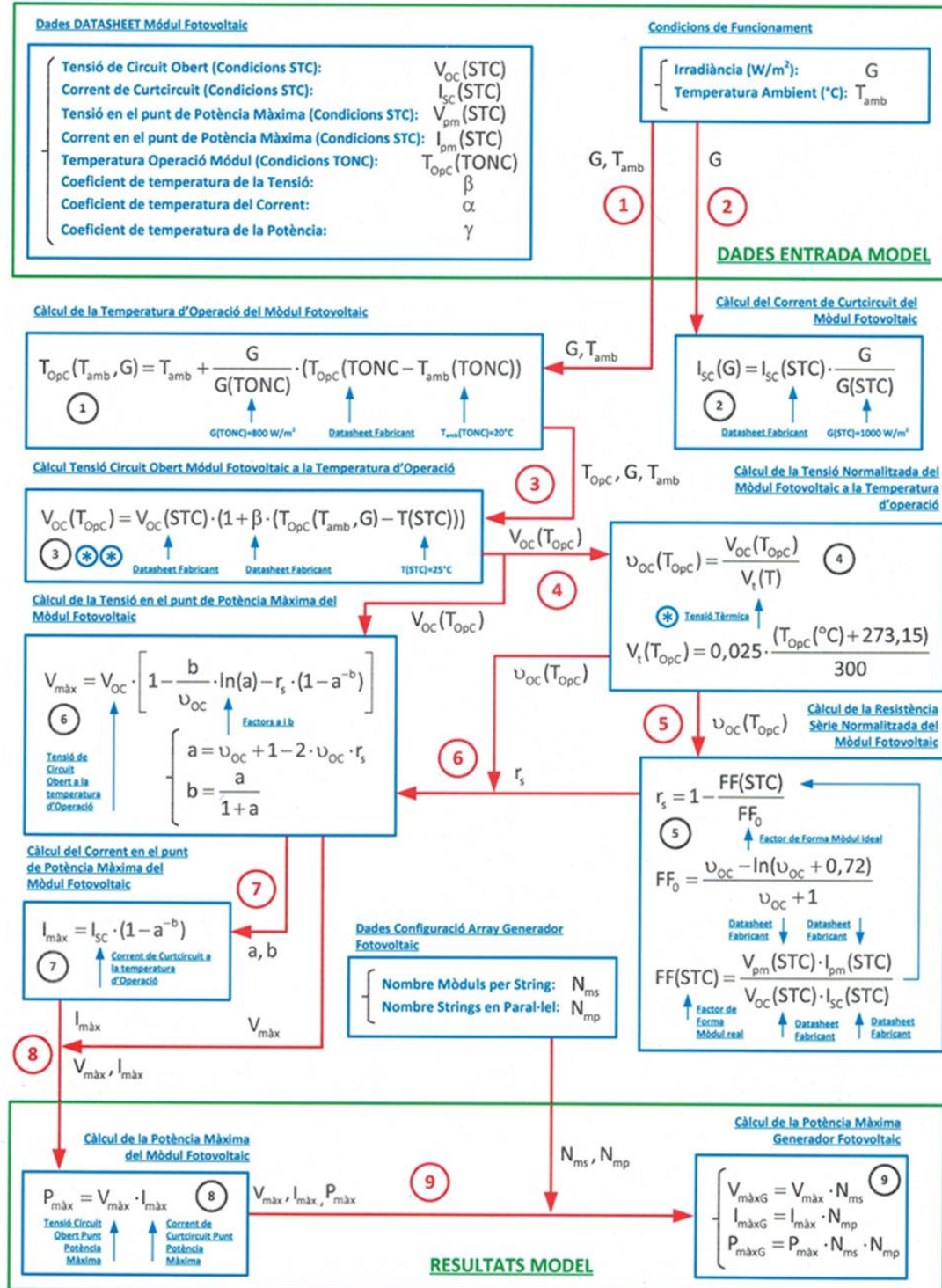


Fig. 34 Esquema de aplicación del Modelo de Araujo Green's 1/2.

*** Tensió Tèrmica Cel·la a la Temperatura d'Operació**

$$V_t(T_{OpC}) = m \cdot \frac{k \cdot T_{OpC}}{q_e}$$

$k \equiv$ Constant de Boltzmann
 $q_e \equiv$ Càrrega del electró
 $m \equiv$ Factor de idealitat de la cel·la

$k = 1,38064852(79) \cdot 10^{-23} \text{ J/K}$
 $q_e = 1,602176634 \cdot 10^{-19} \text{ C}$
 $m \equiv 1$

A una temperatura d'operació de 300 K (26,85°C):

$$V_t(300K) = 1 \cdot \frac{1,380 \cdot 10^{-23} (\text{J/K}) \cdot 300 \text{ K}}{1,602 \cdot 10^{-19} \text{ C}} = 0,025 (\text{J/C}) = 0,025 \text{ V}$$

Considerant una variació lineal podem escriure:

$$V_t(T_{OpC}) = 0,025 \cdot \frac{(T_{OpC} (^{\circ}\text{C}) + 273,15)}{300}$$

Recombination Type	Ideality factor	Description
SRH, band to band (low level injection)	1	Recombination limited by minority carrier
SRH, band to band (high level injection)	2	Recombination limited by both carrier types
Auger	2/3	Two majority and one minority carriers required for recombination
Depletion region (junction)	2	two carriers limit recombination

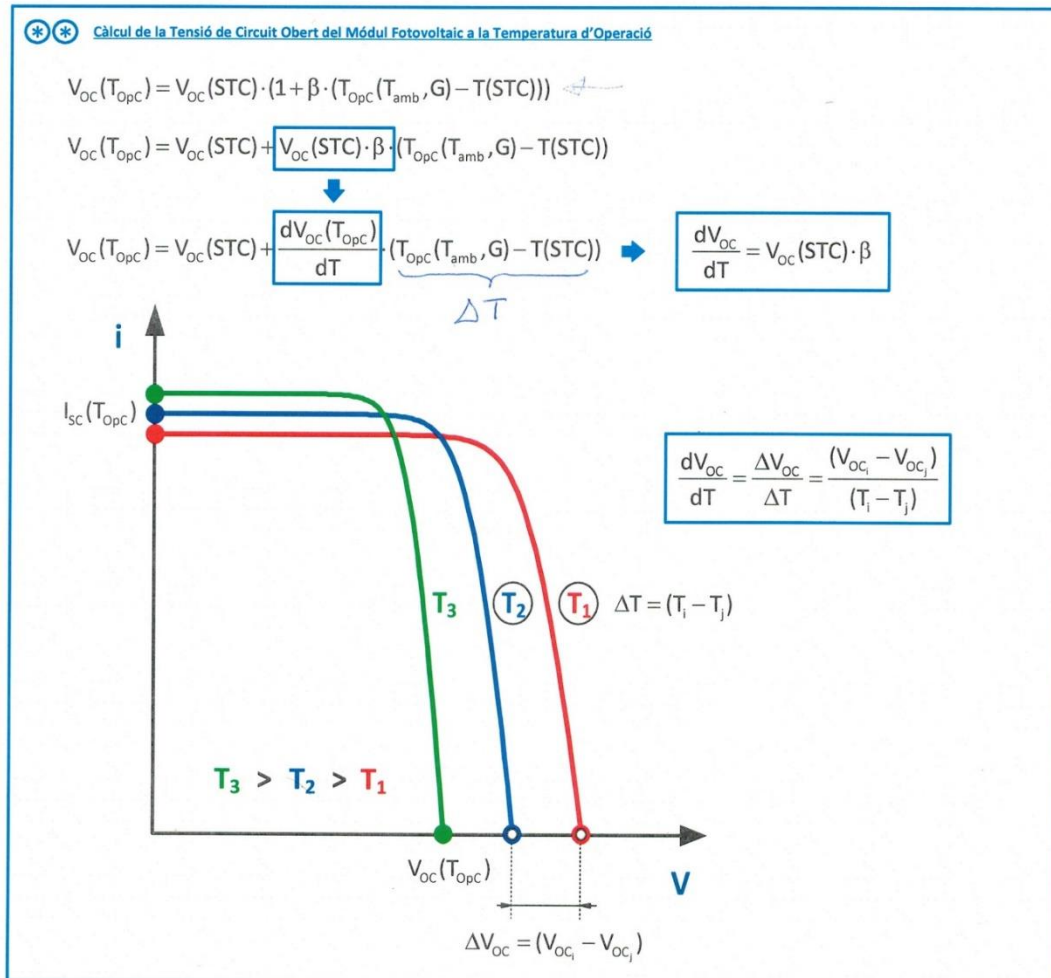


Fig. 35 Esquema de aplicació del Model de Araujo Green's 2/2.

Para aplicar el modelo de cálculo de Araujo Green's, será necesario conocer la irradiancia y la temperatura ambiente local. Para ello, se utiliza el portal web llamado PVGIS que se comentaba anteriormente. Imponiendo las coordenadas de localización, se extraen los datos de la irradiancia y la temperatura local de un día estándar de cada mes, de un año estándar creado por el propio PVGIS en función de una base de datos.

Además, mediante esta misma web, se extrae los ángulos óptimos para el emplazamiento de inclinación y azimut (ver Anexo I. Punto 2.2.4), que son de 37° y 2° respectivamente (Fig. 36).

Datos proporcionados:	
Localización [Lat/Lon]:	41.222, 1.730
Resultados de la simulación:	
Ángulo de inclinación [°]:	37 (opt)
Ángulo de azimut [°]:	2 (opt)

Fig. 36 Resultados de la simulación PVGIS para la obtención de los ángulos óptimos.

El procedimiento que se explica de forma resumida a continuación, es para facilitar la comprensión de las tablas presentadas en el Anexo I. Punto 2.4. En el que se hace un estudio del recurso solar aplicado a las diferentes opciones de distribución del apartado siguiente.

A partir de los datos extraídos del PVGIS se han generado tablas de los 12 meses del año para un día estándar de cada mes. A continuación, a modo de ejemplo, se ha escogido el mes de enero.

	DATOS PVGIS		MODELO ARAUJO GREEN'S												
			Cálculos de un módulo fotovoltaico												
	Hora	G _G (W/m ²)	T _{amb} (°C)	I _{sc} (A)	T _{opc} (°C)	V _{oc} (V)	V _t (V)	v _{oc}	FF ₀	r _s	a	b	V _{pm} (V)	I _{pm} (A)	P _{max} (W)
Enero	1:00	0	11,5	0,00	11,50	50,78	0,02	2140,75	1,00	0,23	1169,93	1,00	39,10	0,00	0,00
	2:00	0	11,3	0,00	11,30	50,82	0,02	2143,80	1,00	0,23	1171,59	1,00	39,12	0,00	0,00
	3:00	0	11,2	0,00	11,20	50,84	0,02	2145,33	1,00	0,23	1172,41	1,00	39,14	0,00	0,00
	4:00	0	11,0	0,00	11,00	50,87	0,02	2148,39	1,00	0,23	1174,07	1,00	39,17	0,00	0,00
	5:00	0	10,9	0,00	10,90	50,89	0,02	2149,92	1,00	0,23	1174,90	1,00	39,18	0,00	0,00
	6:00	0	10,7	0,00	10,70	50,93	0,02	2152,99	1,00	0,23	1176,56	1,00	39,21	0,00	0,00
	7:00	0	10,6	0,00	10,60	50,95	0,02	2154,53	1,00	0,23	1177,39	1,00	39,22	0,00	0,00
	8:00	0	10,5	0,00	10,50	50,96	0,02	2156,07	1,00	0,23	1178,22	1,00	39,24	0,00	0,00
	9:00	84	10,5	0,84	13,13	50,48	0,02	2116,08	1,00	0,23	1156,59	1,00	38,87	0,84	32,46
	10:00	231	10,5	2,30	17,72	49,64	0,02	2047,84	1,00	0,23	1119,67	1,00	38,22	2,30	87,76
	11:00	396	10,6	3,94	22,98	48,67	0,02	1972,36	1,00	0,23	1078,83	1,00	37,47	3,94	147,51
	12:00	544	11,2	5,41	28,20	47,71	0,03	1899,93	1,00	0,23	1039,64	1,00	36,73	5,41	198,64
	13:00	605	11,7	6,02	30,61	47,27	0,03	1867,42	1,00	0,23	1022,05	1,00	36,39	6,01	218,86
	14:00	622	12,3	6,19	31,74	47,06	0,03	1852,31	1,00	0,23	1013,87	1,00	36,23	6,18	224,02
	15:00	566	12,5	5,63	30,19	47,35	0,03	1873,04	1,00	0,23	1025,09	1,00	36,45	5,63	205,09
	16:00	419	12,7	4,17	25,79	48,15	0,02	1932,97	1,00	0,23	1057,52	1,00	37,07	4,17	154,42
	17:00	234	12,9	2,33	20,21	49,18	0,02	2011,69	1,00	0,23	1100,11	1,00	37,86	2,33	88,08
	18:00	2	12,8	0,02	12,86	50,53	0,02	2120,04	1,00	0,23	1158,73	1,00	38,90	0,02	0,77
	19:00	0	12,7	0,00	12,70	50,56	0,02	2122,50	1,00	0,23	1160,06	1,00	38,93	0,00	0,00
	20:00	0	12,7	0,00	12,70	50,56	0,02	2122,50	1,00	0,23	1160,06	1,00	38,93	0,00	0,00
	21:00	0	12,4	0,00	12,40	50,61	0,02	2127,05	1,00	0,23	1162,52	1,00	38,97	0,00	0,00
	22:00	0	12,1	0,00	12,10	50,67	0,02	2131,61	1,00	0,23	1164,99	1,00	39,01	0,00	0,00
	23:00	0	11,8	0,00	11,80	50,73	0,02	2136,17	1,00	0,23	1167,46	1,00	39,05	0,00	0,00
	0:00	0	11,6	0,00	11,60	50,76	0,02	2139,22	1,00	0,23	1169,11	1,00	39,08	0,00	0,00
	I:	3703	W/m ² ·día			Energía de un módulo [Wh/día]:									1357,61

Tabla 13 Ejemplo de cálculo de la potencia producida por un módulo fotovoltaico diaria.

En la tabla 13, se puede ver como a partir de la irradiancia y la T_{amb}, se obtiene la potencia que genera un módulo en un día de enero. En esta tabla, también se pueden ver parámetros del modelo de Araujo Green's utilizados para calcular la potencia entregada por el módulo, que no aparecerán en el anexo, puesto que son cálculos intermedios que no aportan información. Únicamente aparecerán las columnas que no están marcadas de color rojo.

Partiendo de la premisa que el consumo base durante todo el año se mantiene en unos 20 kW se selecciona un inversor de 25 kW (ver Anexo I. Punto 2.2.3) y paneles de 370 W de potencia pico (ver Anexo I. Punto 2.2.2) para calcular el nombre de módulos en serie (string) y en paralelo, que nos define el subarray.

Realizando los cálculos justificativos que nos define el subarray (ver Anexo I. Punto 2.2.7, 2.2.8 y 2.2.9), que es formado por 4 strings en paralelo de 19 módulos en serie cada uno, se obtiene un total de 76 módulos por subarray. Lo que multiplicando la potencia de un solo módulo por los 76 que hay en un subarray, se obtiene la potencia máxima generada por un subarray. Este subarray servirá como base para cubrir la superficie de la cubierta hasta la potencia límite (100 kW) formando el array.

	DATOS PVGIS			Cálculos de un módulo fotovoltaico				Cálculos de un generador fotovoltaico (1 SUB-ARRAY)							
	Hora	G _G (W/m ²)	T _{amb} (°C)	V _{oc} (V)	V _{pm} (V)	I _{pm} (A)	P _{max} (W)	N _{ms}	N _{mp}	N _{mód.}	V _{oc} (V)	I _{cc} (A)	V _{pmG} (V)	I _{pmG} (A)	P _{maxG} (W)
Enero	1:00	0	11,5	50,78	39,10	0,00	0,00	19	4	76	964,83	39,8	742,84	0,00	0,00
	2:00	0	11,3	50,82	39,12	0,00	0,00	19	4	76	965,52	39,8	743,37	0,00	0,00
	3:00	0	11,2	50,84	39,14	0,00	0,00	19	4	76	965,87	39,8	743,64	0,00	0,00
	4:00	0	11,0	50,87	39,17	0,00	0,00	19	4	76	966,57	39,8	744,18	0,00	0,00
	5:00	0	10,9	50,89	39,18	0,00	0,00	19	4	76	966,92	39,8	744,45	0,00	0,00
	6:00	0	10,7	50,93	39,21	0,00	0,00	19	4	76	967,62	39,8	744,99	0,00	0,00
	7:00	0	10,6	50,95	39,22	0,00	0,00	19	4	76	967,97	39,8	745,26	0,00	0,00
	8:00	0	10,5	50,96	39,24	0,00	0,00	19	4	76	968,32	39,8	745,52	0,00	0,00
	9:00	84	10,5	50,48	38,87	0,84	32,46	19	4	76	959,15	39,8	738,47	3,34	2466,70
	10:00	231	10,5	49,64	38,22	2,30	87,76	19	4	76	943,12	39,8	726,12	9,19	6669,78
	11:00	396	10,6	48,67	37,47	3,94	147,51	19	4	76	924,77	39,8	711,99	15,75	11211,01
	12:00	544	11,2	47,71	36,73	5,41	198,64	19	4	76	906,53	39,8	697,94	21,63	15096,60
	13:00	605	11,7	47,27	36,39	6,01	218,86	19	4	76	898,13	39,8	691,47	24,06	16633,53
	14:00	622	12,3	47,06	36,23	6,18	224,02	19	4	76	894,18	39,8	688,43	24,73	17025,57
	15:00	566	12,5	47,35	36,45	5,63	205,09	19	4	76	899,59	39,8	692,60	22,50	15586,66
	16:00	419	12,7	48,15	37,07	4,17	154,42	19	4	76	914,93	39,8	704,41	16,66	11735,68
	17:00	234	12,9	49,18	37,86	2,33	88,08	19	4	76	934,41	39,8	719,41	9,30	6693,91
	18:00	2	12,8	50,53	38,90	0,02	0,77	19	4	76	960,07	39,8	739,17	0,08	58,79
	19:00	0	12,7	50,56	38,93	0,00	0,00	19	4	76	960,64	39,8	739,61	0,00	0,00
	20:00	0	12,7	50,56	38,93	0,00	0,00	19	4	76	960,64	39,8	739,61	0,00	0,00
	21:00	0	12,4	50,61	38,97	0,00	0,00	19	4	76	961,68	39,8	740,42	0,00	0,00
	22:00	0	12,1	50,67	39,01	0,00	0,00	19	4	76	962,73	39,8	741,22	0,00	0,00
	23:00	0	11,8	50,73	39,05	0,00	0,00	19	4	76	963,78	39,8	742,03	0,00	0,00
	0:00	0	11,6	50,76	39,08	0,00	0,00	19	4	76	964,48	39,8	742,57	0,00	0,00
I:		3703	W/m ² -día	Energía de un módulo [Wh/día]:			1357,61	Energía de 1 SUB-ARRAY [Wh/día]:						103178,22	

Tabla 14 Ejemplo de cálculo de la potencia producida por un subarray diariamente.

Las columnas de color verde indican que se cumple con las limitaciones impuestas por el inversor seleccionado. Si salieran de color rojo, querría decir que no se está cumpliendo con lo especificado por el inversor y, por lo tanto, se podría dañar el inversor. Las condiciones impuestas en estas 3 columnas de izquierda a derecha son:

- Máxima tensión de entrada del inversor no superior a 1000 V.
- Máxima corriente de entrada del inversor 44,2 A
- Rango de tensión MPP entre 580 y 850 V.

Por último, para conocer la generación total de un array se ha de decidir el número de inversores que serán instalados. En el caso del ejemplo serán 4 (Tabla 15), con lo cual, se tendrán 4 subarrays con un inversor cada uno, que formarán un array. Si lo que se quiere saber, es la potencia máxima, se habrá de multiplicar la potencia que se tenía anteriormente de un subarray por 4.

Enero	DATOS PVGIS			Cálculos de un módulo fotovoltaico				Cálculos de un generador fotovoltaico (1 SUB-ARRAY)								Cálculo de un GF (ARRAY)			
	Hora	G _G (W/m ²)	T _{amb} (°C)	V _{oc} (V)	V _{pm} (V)	I _{pm} (A)	P _{max} (W)	N _{ms}	N _{mp}	N _{mód.}	V _{oc} (V)	I _{cc} (A)	V _{pmG} (V)	I _{pmG} (A)	P _{maxG} (W)	N _{sub-Array}	P _{maxARRAY} (W)	P _{maxARRAY} (kW)	
	1:00	0	11,5	50,78	39,10	0,00	0,00	19	4	76	964,83	39,8	742,84	0,00	0,00	0,00	4	0,00	0,00
	2:00	0	11,3	50,82	39,12	0,00	0,00	19	4	76	965,52	39,8	743,37	0,00	0,00	0,00	4	0,00	0,00
	3:00	0	11,2	50,84	39,14	0,00	0,00	19	4	76	965,87	39,8	743,64	0,00	0,00	0,00	4	0,00	0,00
	4:00	0	11,0	50,87	39,17	0,00	0,00	19	4	76	966,57	39,8	744,18	0,00	0,00	0,00	4	0,00	0,00
	5:00	0	10,9	50,89	39,18	0,00	0,00	19	4	76	966,92	39,8	744,45	0,00	0,00	0,00	4	0,00	0,00
	6:00	0	10,7	50,93	39,21	0,00	0,00	19	4	76	967,62	39,8	744,99	0,00	0,00	0,00	4	0,00	0,00
	7:00	0	10,6	50,95	39,22	0,00	0,00	19	4	76	967,97	39,8	745,26	0,00	0,00	0,00	4	0,00	0,00
	8:00	0	10,5	50,96	39,24	0,00	0,00	19	4	76	968,32	39,8	745,52	0,00	0,00	0,00	4	0,00	0,00
	9:00	84	10,5	50,48	38,87	0,84	32,46	19	4	76	959,15	39,8	738,47	3,34	2466,70	4	9866,79	9,87	
	10:00	231	10,5	49,64	38,22	2,30	87,76	19	4	76	943,12	39,8	726,12	9,19	6669,78	4	26679,11	26,68	
	11:00	396	10,6	48,67	37,47	3,94	147,51	19	4	76	924,77	39,8	711,99	15,75	11211,01	4	44844,03	44,84	
	12:00	544	11,2	47,71	36,73	5,41	198,64	19	4	76	906,53	39,8	697,94	21,63	15096,60	4	60386,41	60,39	
	13:00	605	11,7	47,27	36,39	6,01	218,86	19	4	76	898,13	39,8	691,47	24,06	16633,53	4	66534,11	66,53	
	14:00	622	12,3	47,06	36,23	6,18	224,02	19	4	76	894,18	39,8	688,43	24,73	17025,57	4	68102,27	68,10	
	15:00	566	12,5	47,35	36,45	5,63	205,09	19	4	76	899,59	39,8	692,60	22,50	15586,66	4	62346,66	62,35	
	16:00	419	12,7	48,15	37,07	4,17	154,42	19	4	76	914,93	39,8	704,41	16,66	11735,68	4	46942,71	46,94	
	17:00	234	12,9	49,18	37,86	2,33	88,08	19	4	76	934,41	39,8	719,41	9,30	6693,91	4	26775,64	26,78	
	18:00	2	12,8	50,53	38,90	0,02	0,77	19	4	76	960,07	39,8	739,17	0,08	58,79	4	235,15	0,24	
	19:00	0	12,7	50,56	38,93	0,00	0,00	19	4	76	960,64	39,8	739,61	0,00	0,00	4	0,00	0,00	
	20:00	0	12,7	50,56	38,93	0,00	0,00	19	4	76	960,64	39,8	739,61	0,00	0,00	4	0,00	0,00	
	21:00	0	12,4	50,61	38,97	0,00	0,00	19	4	76	961,68	39,8	740,42	0,00	0,00	4	0,00	0,00	
	22:00	0	12,1	50,67	39,01	0,00	0,00	19	4	76	962,73	39,8	741,22	0,00	0,00	4	0,00	0,00	
	23:00	0	11,8	50,73	39,05	0,00	0,00	19	4	76	963,78	39,8	742,03	0,00	0,00	4	0,00	0,00	
	0:00	0	11,6	50,76	39,08	0,00	0,00	19	4	76	964,48	39,8	742,57	0,00	0,00	4	0,00	0,00	
I:	3703	W/m ² -día	Energía de un módulo [Wh/día]:				1357,61	Energía de 1 SUB-ARRAY [Wh/día]:								103178,22	Energía de Nsub-Array [kWh/día]:		412,71

Tabla 15 Ejemplo de cálculo de la potencia producida por un array diariamente.

Con los datos de esta última columna, se hace la comparación de la generación por cada mes del día estándar, con el perfil de carga diario medio creado, tal y como se explicaba en el punto: 1.6.2 Análisis de datos de la demanda. En color azul se representa la generación y en color naranja la demanda.

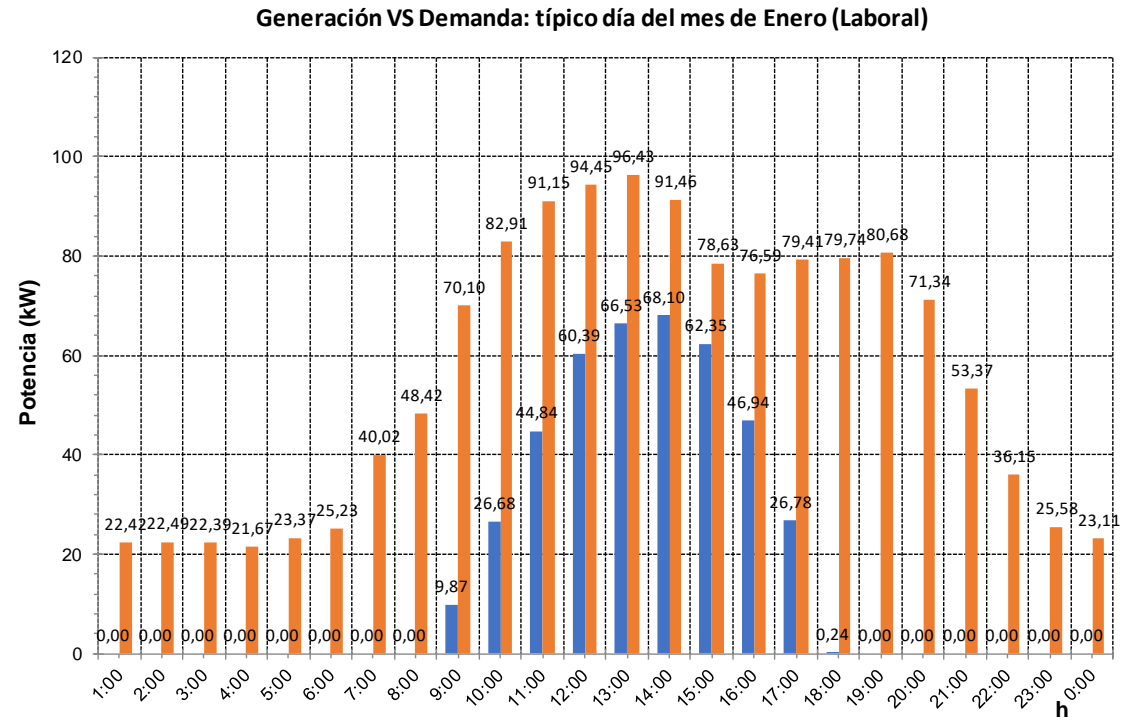


Fig. 37 Ejemplo de gráfico comparativa generación vs demanda típico de un día del mes de enero (laboral).

En este caso, solo se muestra el típico día del mes de enero laboral, pero en el anexo también se representan los días laborales, festivos y vacacionales de los 11 meses restantes.

Posteriormente se hace un balance diario de un día estándar por mes, en el que se resume la generación, el perfil de carga diario medio, y para los días laborales, festivos y vacacionales cual es la energía auto consumida, la que se consume de la red y los excedentes que se tienen (Tabla 16).

Hora	Laboral					Festivo					Vacaciones				
	Generación [kWh]:	Perfil carga diario medio [kWh]	Diario			Generación [kWh]:	Perfil carga diario medio [kWh]	Diario			Generación [kWh]:	Perfil carga diario medio [kWh]	Diario		
			Auto consumo [kWh]	Consumo de red [kWh]	Excedentes [kWh]			Auto consumo [kWh]	Consumo de red [kWh]	Excedentes [kWh]			Auto consumo [kWh]	Consumo de red [kWh]	Excedentes [kWh]
1:00	0,00	22,42	0,00	22,42	0,00	0,00	19,63	0,00	19,63	0,00	0,00	19,80	0,00	19,80	0,00
2:00	0,00	22,49	0,00	22,49	0,00	0,00	19,72	0,00	19,72	0,00	0,00	19,83	0,00	19,83	0,00
3:00	0,00	22,39	0,00	22,39	0,00	0,00	19,80	0,00	19,80	0,00	0,00	19,65	0,00	19,65	0,00
4:00	0,00	21,67	0,00	21,67	0,00	0,00	19,78	0,00	19,78	0,00	0,00	19,80	0,00	19,80	0,00
5:00	0,00	23,37	0,00	23,37	0,00	0,00	19,80	0,00	19,80	0,00	0,00	19,83	0,00	19,83	0,00
6:00	0,00	25,23	0,00	25,23	0,00	0,00	19,95	0,00	19,95	0,00	0,00	20,22	0,00	20,22	0,00
7:00	0,00	40,02	0,00	40,02	0,00	0,00	20,99	0,00	20,99	0,00	0,00	23,70	0,00	23,70	0,00
8:00	0,00	48,42	0,00	48,42	0,00	0,00	21,41	0,00	21,41	0,00	0,00	25,78	0,00	25,78	0,00
9:00	8,19	70,10	8,19	61,91	0,00	8,19	21,76	8,19	13,57	0,00	8,19	28,37	8,19	20,18	0,00
10:00	22,14	82,91	22,14	60,76	0,00	22,14	21,29	21,29	0,00	0,85	22,14	29,98	22,14	7,83	0,00
11:00	37,22	91,15	37,22	53,93	0,00	37,22	21,08	21,08	0,00	16,14	37,22	31,74	31,74	0,00	5,48
12:00	50,12	94,45	50,12	44,33	0,00	50,12	21,03	21,03	0,00	29,09	50,12	32,33	32,33	0,00	17,79
13:00	55,22	96,43	55,22	41,21	0,00	55,22	21,23	21,23	0,00	34,00	55,22	31,97	31,97	0,00	23,26
14:00	56,52	91,46	56,52	34,94	0,00	56,52	21,30	21,30	0,00	35,23	56,52	30,28	30,28	0,00	26,24
15:00	51,75	78,63	51,75	26,88	0,00	51,75	21,30	21,30	0,00	30,44	51,75	28,10	28,10	0,00	23,64
16:00	38,96	76,59	38,96	37,62	0,00	38,96	21,40	21,40	0,00	17,56	38,96	27,36	27,36	0,00	11,61
17:00	22,22	79,41	22,22	57,19	0,00	22,22	21,20	21,20	0,00	1,02	22,22	27,44	22,22	5,21	0,00
18:00	0,20	79,74	0,20	79,55	0,00	0,20	21,44	0,20	21,25	0,00	0,20	28,13	0,20	27,94	0,00
19:00	0,00	80,68	0,00	80,68	0,00	0,00	21,41	0,00	21,41	0,00	0,00	28,10	0,00	28,10	0,00
20:00	0,00	71,34	0,00	71,34	0,00	0,00	21,14	0,00	21,14	0,00	0,00	26,61	0,00	26,61	0,00
21:00	0,00	53,37	0,00	53,37	0,00	0,00	20,42	0,00	20,42	0,00	0,00	24,76	0,00	24,76	0,00
22:00	0,00	36,15	0,00	36,15	0,00	0,00	19,93	0,00	19,93	0,00	0,00	22,45	0,00	22,45	0,00
23:00	0,00	25,58	0,00	25,58	0,00	0,00	19,18	0,00	19,18	0,00	0,00	19,50	0,00	19,50	0,00
0:00	0,00	23,11	0,00	23,11	0,00	0,00	19,28	0,00	19,28	0,00	0,00	19,52	0,00	19,52	0,00
Total [kWh /dia]	342,55	1357,11	342,55	1014,56	0,00	342,55	495,47	178,22	317,25	164,33	342,55	605,24	234,53	370,70	108,02

Tabla 16 Ejemplo de balance diario de un día estándar del mes de enero para días laborales, festivos y vacacionales.

Para completar las columnas de autoconsumo, consumo de la red y excedentes, para los tres grupos, se han utilizado los siguientes condicionales:

- Si $E_{gen} \leq E_{dem}$:
 - $E_{auto} = E_{gen}$
 - $E_{red} = E_{dem} - E_{gen}$
 - $E_{exc} = 0$
- Si $E_{gen} > E_{dem}$:
 - $E_{auto} = E_{dem}$
 - $E_{red} = 0$
 - $E_{exc} = E_{gen} - E_{dem}$

Teniendo en cuenta que son tablas muy extensas, se ha resumido todas las tablas tipo tabla 16, en la tabla 17. Esta tabla 17 contiene más detalles que en la tabla 18, en la que ya está última aparece sin distinción del tipo de día (laboral, festivo, vacaciones). Únicamente, se resume mensualmente la generación, la demanda, el autoconsumo, consumo de la red y excedentes y finalmente se resume anualmente realizando la suma de los 12 meses del año (Tabla 18).

	Mes	Estaciones del año	Nº Días	Energía de Nsub-Array [kWh/día]	Energía generada mensual (Energía de Nsub-Array [kWh/mes])	Perfil de carga diario medio total [kWh/día]	Energía demandada mensual [kWh/mes]	kWh por un día típico de cada mes: laboral, festivo o vacacional			kWh por el Nº días: laboral, festivo o vacacional		
								Autoconsumo [kWh/día]	Consumo de red [kWh/día]	Excedentes [kWh/día]	Autoconsumo [kWh/día]	Consumo de red [kWh/día]	Excedentes [kWh/día]
Laboral	Ene	Invierno	15	412,71	6190,69	1357,11	20356,71	412,71	944,40	0,00	6190,69	14166,02	0,00
	Feb	Invierno	20	507,57	10151,36	1357,11	27142,28	507,57	849,55	0,00	10151,36	16990,93	0,00
	Mar	Primavera	17	615,27	10459,58	1279,31	21748,23	615,27	664,04	0,00	10459,58	11288,65	0,00
	Abr	Primavera	20	649,59	12991,89	1279,31	25586,15	649,59	629,71	0,00	12991,89	12594,26	0,00
	May	Primavera	21	701,14	14723,86	1279,31	26865,46	700,54	578,76	0,59	14711,44	12154,02	12,42
	Jun	Verano	20	727,77	14555,39	1320,67	26413,36	727,77	592,90	0,00	14555,39	11857,97	0,00
	Jul	Verano	21	720,70	15134,75	1320,67	27734,03	720,70	599,97	0,00	15134,75	12599,29	0,00
	Ago	Verano	3	685,13	2055,39	1320,67	3962,00	685,13	635,54	0,00	2055,39	1906,61	0,00
	Sep	Otoño	22	605,56	13322,34	1279,31	28144,77	605,56	673,75	0,00	13322,34	14822,43	0,00
	Oct	Otoño	19	512,86	9744,41	1279,31	24306,84	512,86	766,44	0,00	9744,41	14562,43	0,00
	Nov	Otoño	21	429,60	9021,63	1279,31	26865,46	429,60	849,71	0,00	9021,63	17843,83	0,00
	Dic	Invierno	10	396,71	3967,12	1357,11	13571,14	396,71	960,40	0,00	3967,12	9604,03	0,00
Festivo	Ene	Invierno	7	412,71	2888,99	495,47	3468,29	179,93	315,54	232,78	1259,54	2208,75	1629,45
	Feb	Invierno	5	507,57	2537,84	495,47	2477,35	195,88	299,59	311,69	979,40	1497,95	1558,44
	Mar	Primavera	6	615,27	3691,62	545,48	3272,91	249,59	295,89	365,68	1497,56	1775,34	2194,06
	Abr	Primavera	5	649,59	3247,97	545,48	2727,42	267,62	277,86	381,97	1338,10	1389,32	1909,87
	May	Primavera	5	701,14	3505,68	545,48	2727,42	281,87	263,61	419,27	1409,35	1318,07	2096,33
	Jun	Verano	6	727,77	4366,62	459,87	2759,22	242,57	217,30	485,20	1455,44	1303,78	2911,18
	Jul	Verano	5	720,70	3603,51	459,87	2299,35	238,04	221,83	482,66	1190,22	1109,13	2413,29
	Ago	Verano	6	685,13	4110,78	459,87	2759,22	226,68	233,19	458,45	1360,07	1399,15	2750,71
	Sep	Otoño	4	605,56	2422,24	545,48	2181,94	255,44	290,04	350,12	1021,78	1160,16	1400,47
	Oct	Otoño	6	512,86	3077,18	545,48	3272,91	231,66	313,83	281,21	1389,95	1882,96	1687,23
	Nov	Otoño	5	429,60	2148,01	545,48	2727,42	216,54	328,95	213,06	1082,70	1644,73	1065,31
	Dic	Invierno	9	396,71	3570,40	495,47	4459,23	179,65	315,82	217,06	1616,88	2842,35	1953,53
Vacacional	Ene	Invierno	9	412,71	3714,42	605,24	5447,12	245,34	359,90	167,38	2208,03	3239,09	1506,39
	Feb	Invierno	3	507,57	1522,70	605,24	1815,71	265,24	339,99	242,32	795,73	1019,98	726,97
	Mar	Primavera	8	615,27	4922,16	680,91	5447,25	335,34	345,57	279,93	2682,70	2764,55	2239,45
	Abr	Primavera	5	649,59	3247,97	680,91	3404,53	361,49	319,42	288,10	1807,45	1597,08	1440,52
	May	Primavera	5	701,14	3505,68	680,91	3404,53	383,43	297,48	317,71	1917,15	1487,38	1588,53
	Jun	Verano	4	727,77	2911,08	315,27	1261,10	176,02	139,25	551,74	704,10	557,00	2206,98
	Jul	Verano	5	720,70	3603,51	315,27	1576,37	172,57	142,70	548,13	862,86	713,51	2740,65
	Ago	Verano	22	685,13	15072,87	315,27	6936,03	165,42	149,85	519,71	3639,24	3296,79	11433,62
	Sep	Otoño	4	605,56	2422,24	680,91	2723,63	344,32	336,58	261,24	1377,29	1346,34	1044,95
	Oct	Otoño	6	512,86	3077,18	680,91	4085,44	317,40	363,50	195,46	1904,42	2181,02	1172,77
	Nov	Otoño	4	429,60	1718,41	680,91	2723,63	293,93	386,97	135,67	1175,73	1547,89	542,67
	Dic	Invierno	12	396,71	4760,54	605,24	7262,82	242,39	362,85	154,32	2908,65	4354,17	1851,89

Tabla 17 Ejemplo de resumen de la generación y la demanda para días laborales, festivos y vacacionales.

Tabla resumen	Generación [kWh/mes]	Demanda [kWh/mes]	Autoconsumo [kWh/mes]	Consumo de red [kWh/mes]	Excedentes [kWh/mes]
Enero	12794,10	29272,12	9658,26	19613,86	3135,84
Febrero	14211,90	31435,34	11926,49	19508,85	2285,41
Marzo	19073,36	30468,39	14639,85	15828,54	4433,51
Abril	19487,83	31718,11	16137,44	15580,67	3350,39
Mayo	21735,22	32997,41	18037,94	14959,47	3697,28
Junio	21833,09	30433,68	16714,93	13718,75	5118,16
Julio	22341,77	31609,76	17187,83	14421,93	5153,94
Agosto	21239,04	13657,26	7054,71	6602,55	14184,33
Septiembre	18166,83	33050,33	15721,41	17328,92	2445,42
Octubre	15898,78	31665,19	13038,78	18626,41	2860,00
Noviembre	12888,05	32316,51	11280,06	21036,45	1607,99
Diciembre	12298,06	25293,19	8492,64	16800,55	3805,42
Total [kWh/año]	211968,02	353917,27	159890,33	194026,94	52077,69

Tabla 18 Ejemplo de resumen anual de la generación y la demanda.

1.7.3 Opciones de distribución consideradas

Según las premisas del dimensionado del apartado 1.5 y los cálculos realizados para conocer el nombre de módulos en serie/paralelo (Anexo I. Punto 2.2.7, 2.2.8 y 2.2.9), a partir del módulo seleccionado para hacer el estudio de 370 W y el inversor de 25 kW que cubriría la demanda base de aproximadamente 20 kW, el número de paneles por subarray es de 76 módulos fotovoltaicos (4 strings en paralelo por 19 módulos cada uno). Según este número de módulos por subarray, se decide hacer primero una instalación de 3 subarrays para las opciones barajadas a continuación, con el fin visualizar si se llega a cubrir la cubierta por completo. Una primera opción, para el ángulo azimut óptimo de 0 grados (orientación sur) extraído del PVGIS mediante la introducción de las coordenadas geográficas del emplazamiento. Y una segunda opción, con un ángulo azimut de 21 grados en dirección sureste, siguiendo la orientación del edificio.

OPCIÓN 1. INCLINACIÓN DE LOS MÓDULOS 37° CON ORIENTACIÓN 0° AZIMUT (DIRECCIÓN SUR).

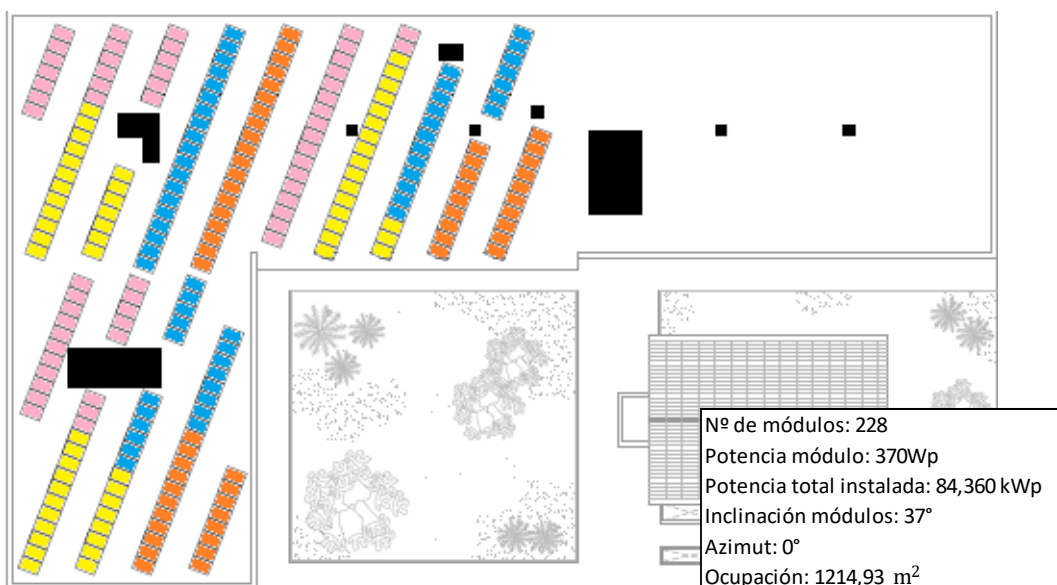


Fig. 38 Distribución de los módulos opción 1: azimut 0°.

Tabla resumen	Generación [kWh/mes]	Demanda [kWh/mes]	Autoconsumo [kWh/mes]	Consumo de red [kWh/mes]	Excedentes [kWh/mes]
Enero	9914,53	29272,12	8154,61	21117,51	1759,92
Febrero	10946,91	31435,34	9565,10	21870,24	1381,81
Marzo	14707,65	30468,39	12159,58	18308,81	2548,08
Abril	14659,89	31718,11	12772,12	18945,99	1887,77
Mayo	16242,24	32997,41	14152,96	18844,46	2089,29
Junio	16229,21	30433,68	12874,51	17559,17	3354,70
Julio	16614,10	31609,76	13212,34	18397,41	3401,75
Agosto	15878,60	13657,26	6320,92	7336,34	9557,68
Septiembre	13799,89	33050,33	12445,57	20604,76	1354,32
Octubre	12234,54	31665,19	10700,93	20964,26	1533,61
Noviembre	9941,17	32316,51	9114,60	23201,90	826,57
Diciembre	9576,36	25293,19	7469,10	17824,09	2107,26
Total [kWh/año]	160745,10	353917,27	128942,34	224974,93	31802,76

Tabla 19 Resumen de la opción 1: azimut 0°.

Con el fin de comparar esta configuración, con las otras opciones que se verán a continuación, se utiliza un indicador. Este indicador consiste en hacer la división de los kWh que genera esta configuración anualmente, entre los metros cuadrados de ocupación. En este caso:

$$\text{Indicador} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \right] = \frac{160745,1}{1214,93} = 132,31 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}$$

OPCIÓN 2 (1). INCLINACIÓN DE LOS MÓDULOS 37° CON ORIENTACIÓN 21° AZIMUT (DIRECCIÓN SURESTE).

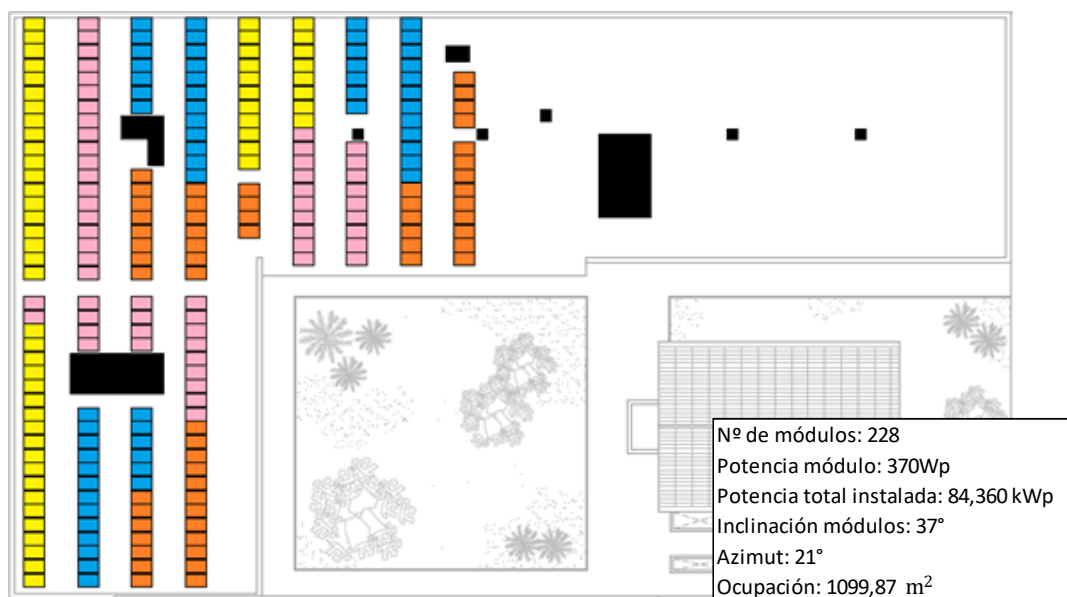


Fig. 39 Distribución de los módulos opción 2(1): azimut 21°.

Tabla resumen	Generación [kWh/mes]	Demanda [kWh/mes]	Autoconsumo [kWh/mes]	Consumo de red [kWh/mes]	Excedentes [kWh/mes]
Enero	9595,57	29272,12	7933,07	21339,04	1662,50
Febrero	10658,93	31435,34	9322,74	22112,60	1336,19
Marzo	14305,02	30468,39	11803,80	18664,58	2501,22
Abril	14615,87	31718,11	12723,00	18995,10	1892,87
Mayo	16301,41	32997,41	14203,70	18793,71	2097,71
Junio	16374,82	30433,68	12985,04	17448,64	3389,77
Julio	16756,33	31609,76	13325,53	18284,23	3430,80
Agosto	15929,28	13657,26	6341,31	7315,95	9587,97
Septiembre	13625,12	33050,33	12266,31	20784,02	1358,81
Octubre	11924,08	31665,19	10412,78	21252,41	1511,30
Noviembre	9666,04	32316,51	8885,31	23431,19	780,72
Diciembre	9223,54	25293,19	7249,23	18043,96	1974,31
Total [kWh/año]	158976,01	353917,27	127451,83	226465,44	31524,18

Tabla 20 Resumen de la opción 2: azimut 21°.

Para este caso, como era de prever, la energía generada es inferior según los datos de generación obtenidos en la opción 1. Esto se debe a que el ángulo óptimo azimut es de 0 grados dirección sur. En concreto la generación es de 158976 kWh anuales y la diferencia respecto a la

opción anterior esta en 1770 kWh anuales. El siguiente paso es calcular el indicador como se ha hecho antes, para realizar posteriormente la comparativa. En el calculo se obtiene:

$$\text{Indicador} \left[\frac{kWh}{m^2} \right] = \frac{158975}{1099,873} = 144,54 \frac{kWh}{m^2}$$

En obtener este resultado, en que se tiene una mayor generación por metro cuadrado que la opción 1, se decide intentar aprovechar mas el espacio de la cubierta, cambiando la distribución de los subarrays, con un segundo caso para la opción 2 (Fig. 40).

OPCIÓN 2 (2). INCLINACIÓN DE LOS MÓDULOS 37° CON ORIENTACIÓN 21° AZIMUT (DIRECCIÓN SURESTE).

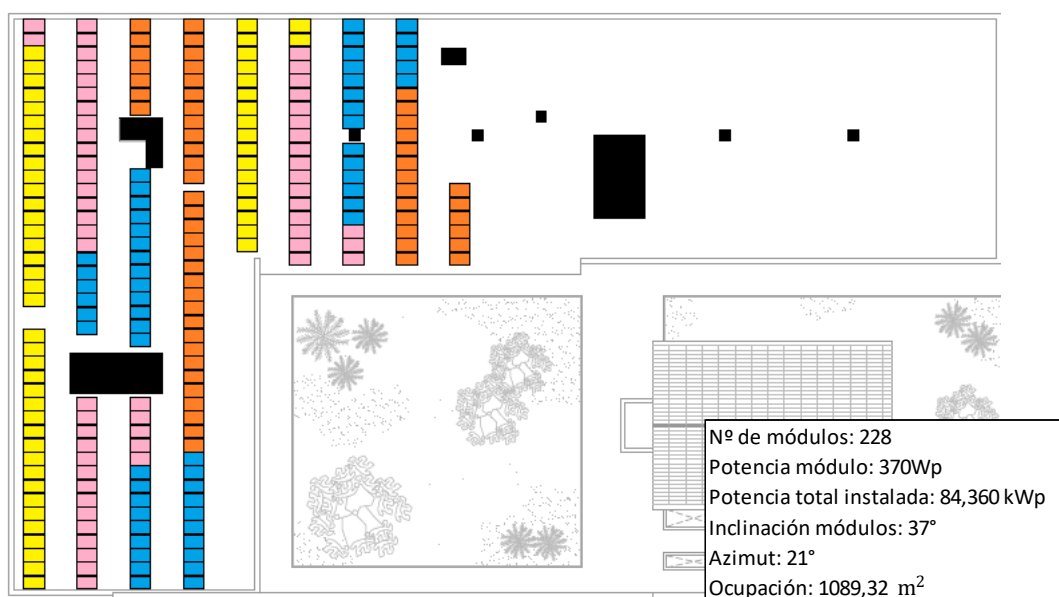


Fig. 40 Distribución de los módulos opción 2(2): azimut 21°.

En este caso, se consigue reducir la superficie generadora hasta los 1089,320m². Con este valor, se calcula el indicador con la misma energía generada anual de 158976 kWh, y se obtiene:

$$\text{Indicador} \left[\frac{kWh}{m^2} \right] = \frac{158975}{1089,320} = 145,94 \frac{kWh}{m^2}$$

Visto esto, no se obtiene una gran diferencia en cuanto a la generación, en comparación a la opción 2(1).

En cuanto al indicador, nos está dando mejores resultados en esta opción para 21° azimut dirección sureste, porque caben más paneles por metro cuadrado (Tabla 21).

	Ángulo de azimut [°]	Socupación GF. [m²]	Generación anual [kWh]	Indicador [kWh/m²]
Opción 1	0	1214,93	160745,1	132,31
Opción 2 (1)	21	1099,87	158975	144,54
Opción 2 (2)	21	1089,32	158975	145,94

Tabla 21 Resumen de la opción 1 y 2 propuestas para el estudio de la generación.

En vista de estos resultados, se decide ver cuántos módulos extra se pueden poner, aprovechando completamente la cubierta para la opción 1, 2(1) y 2(2).

OPCIÓN 3. COLOCACIÓN MÁXIMA DE MÓDULOS CON UN ÁNGULO DE INCLINACIÓN DE 37° PARA LOS CASOS ANTERIORES.

➤ CASO 1

Para esta opción, aprovechando toda la cubierta (Fig. 41), caben 115 paneles (paneles añadidos están representados de color blanco). Si un subarray son 76 paneles, y se pretende mantener esta misma cifra para cada subarray añadido únicamente cabría uno. La superficie que ocuparía los 39 paneles restantes de los 115 que caben, quedaría desocupada. En base a esto, se mira la energía que se genera anualmente, que es un total de 214326,80 kWh/año.

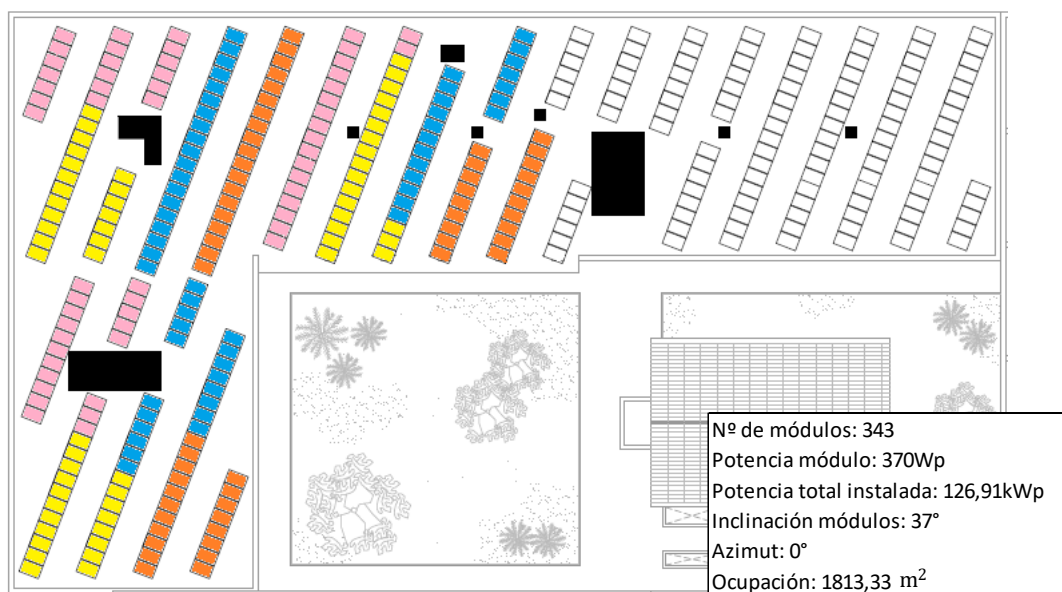


Fig. 41 Distribución de los módulos opción 3 caso 1: azimut 0°.

Tabla resumen	Generación [kWh/mes]	Demanda [kWh/mes]	Autoconsumo [kWh/mes]	Consumo de red [kWh/mes]	Excedentes [kWh/mes]
Enero	13219,37	29272,12	9939,738034	19332,3772	3279,63317
Febrero	14595,88	31435,34	12241,80049	19193,5365	2354,08137
Marzo	19610,21	30468,39	14996,74638	15471,6404	4613,46005
Abril	19546,53	31718,11	16167,27271	15550,8333	3379,25358
Mayo	21656,32	32997,41	17809,2059	15188,2077	3847,11903
Junio	21638,94	30433,68	16435,59383	13998,0892	5203,34658
Julio	22152,13	31609,76	16947,31245	14662,4428	5204,81586
Agosto	21171,47	13657,26	6935,535079	6721,72592	14235,9323
Septiembre	18399,85	33050,33	15926,97652	17123,3539	2472,87256
Octubre	16312,72	31665,19	13368,06324	18297,126	2944,65833
Noviembre	13254,90	32316,51	11582,16722	20734,34	1672,73002
Diciembre	12768,48	25293,19	8729,968493	16563,2199	4038,51632
Total [kWh/año]	214326,80	353917,27	161080,3803	192836,893	53246,4192

Tabla 22 Resumen de la opción 3 caso 1: azimut 0°.

➤ CASO 2 (1)

Para el caso 2 (1) (Fig. 42), caben 148 paneles adicionales a los 3 subarrays de la opción 2, representados de color blanco. Conociendo esto, se mira de instalar dos subarrays. Lo que supone instalar 152 paneles (76 paneles de un subarray por 2 subarrays). Como se habrían de instalar 152 paneles y solo caben 148 paneles para este caso, únicamente se podría instalar un subarray, dejando libre la superficie que ocuparían 72 paneles restantes.

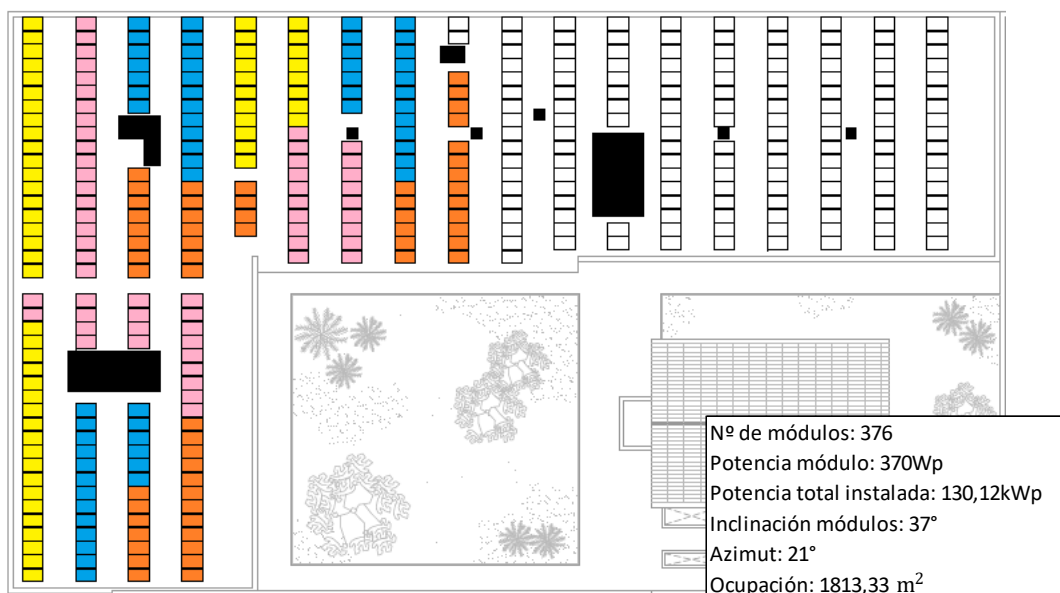


Fig. 42 Distribución de los módulos opción 3 caso 2(1): azimut 21°.

Tabla resumen	Generación [kWh/mes]	Demanda [kWh/mes]	Autoconsumo [kWh/mes]	Consumo de red [kWh/mes]	Excedentes [kWh/mes]
Enero	12794,10	29272,12	9658,26	19613,86	3135,84
Febrero	14211,90	31435,34	11926,49	19508,85	2285,41
Marzo	19073,36	30468,39	14639,85	15828,54	4433,51
Abril	19487,83	31718,11	16137,44	15580,67	3350,39
Mayo	21735,22	32997,41	18037,94	14959,47	3697,28
Junio	21833,09	30433,68	16714,93	13718,75	5118,16
Julio	22341,77	31609,76	17187,83	14421,93	5153,94
Agosto	21239,04	13657,26	7054,71	6602,55	14184,33
Septiembre	18166,83	33050,33	15721,41	17328,92	2445,42
Octubre	15898,78	31665,19	13038,78	18626,41	2860,00
Noviembre	12888,05	32316,51	11280,06	21036,45	1607,99
Diciembre	12298,06	25293,19	8492,64	16800,55	3805,42
Total [kWh/año]	211968,02	353917,27	159890,33	194026,94	52077,69

Tabla 23 Resumen de la opción 3 caso 2(1): azimut 21°.

➤ CASO 2 (2)

Por último, para el caso 2 (2) (Fig. 43), caben 156 paneles. Visto el caso anterior en que para poder instalar 2 subarrays sería necesario una superficie donde acogiera 152 paneles, este sería el caso. Dejando una superficie libre equivalente a lo que ocuparían 4 paneles.

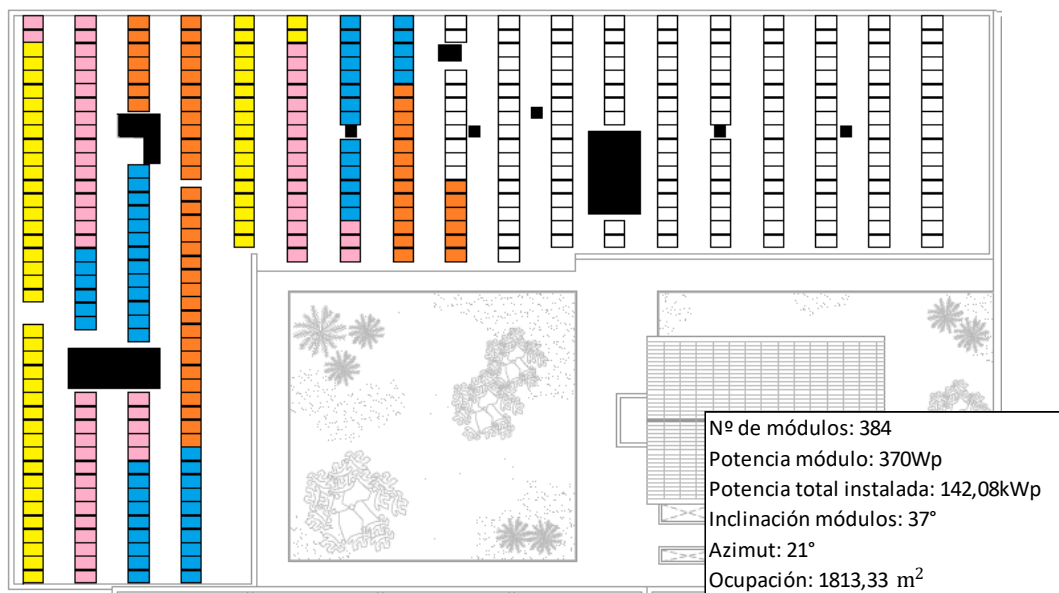


Fig. 43 Distribución de los módulos opción 3 caso 2(2): azimut 21°.

Tabla resumen	Generación [kWh/mes]	Demanda [kWh/mes]	Autoconsumo [kWh/mes]	Consumo de red [kWh/mes]	Excedentes [kWh/mes]
Enero	15992,62	29272,12	11281,99	17990,13	4710,64
Febrero	17764,88	31435,34	14200,17	17235,16	3564,70
Marzo	23841,70	30468,39	15914,91	14553,47	7926,78
Abril	24359,79	31718,11	17707,88	14010,22	6651,91
Mayo	27169,02	32997,41	19354,55	13642,87	7814,48
Junio	27291,36	30433,68	18786,55	11647,14	8504,82
Julio	27927,21	31609,76	19415,03	12194,72	8512,18
Agosto	26548,80	13657,26	7530,04	6127,22	19018,76
Septiembre	22708,53	33050,33	17754,26	15296,07	4954,27
Octubre	19873,47	31665,19	15223,61	16441,58	4649,86
Noviembre	16110,06	32316,51	13619,04	18697,47	2491,02
Diciembre	15372,57	25293,19	9652,03	15641,16	5720,54
Total [kWh/año]	264960,02	353917,27	180440,06	173477,21	84519,96

Tabla 24 Resumen de la opción 3 caso 2(2): azimut 21°.

En la siguiente tabla, se resumen los datos obtenidos para esta última opción 3:

Opción 3:	N Paneles ^(a)	N sub-array añadidos ^(b)	N módulos añadidos	Paneles restantes	Generación anual [kWh]
Caso 1	115	1	76	39	214327
Caso 2 (1)	148	1	76	72	211968
Caso 2 (2)	156	2	152	4	264960

(a) Paneles fotovoltaicos añadidos adicionalmente a una configuración inicial de 19 módulos x 4 filas x 3 sub-arrays para cubrir la cubierta por completo.

(b) Número de subarrays finalmente que finalmente pueden ser añadidos, teniendo en cuenta que todos los subarrays de la instalación serán iguales.

Tabla 25 Resumen de la opción 3 propuesta para el estudio de la generación.

En base a los resultados obtenidos en la (Tabla 24 y 25), la opción 1 se descarta, ya que tiene un peor aprovechamiento de la cubierta y la diferencia anual con la opción 2 es únicamente de aproximadamente 2000 kWh al año. Además, esta opción 2, permite colocar un mayor número de módulos.

Siguiendo la misma razón, pasando a la opción 3 y descartando el caso 1, se podría escoger el caso 2 (2), que en comparativa con el caso 2(1) permite instalar hasta 2 subarrays adicionales.

El hecho de poder instalar 2 subarrays más, a los 3 que ya se habían considerado en la opción 2 supondría el uso de dos inversores de 25 kW adicionales, llegando a tener una potencia instalada sobre la cubierta de 125 kW que superaría el límite impuesto por la UPC. Además, los excedentes se dispararían para los días festivos y vacacionales (ver Anexo I. Punto 2.4).

Por este motivo, finalmente la distribución escogida en este proyecto es la opción 3, caso 2 (1). Esta opción contará con 4 subarrays, de 4 strings cada uno, con 19 módulos por string. Estos irán lo más cercano a la galería de servicios indicada en la figura 44, que se aprovechará para conducir los cables hasta el lugar de instalación de los inversores.

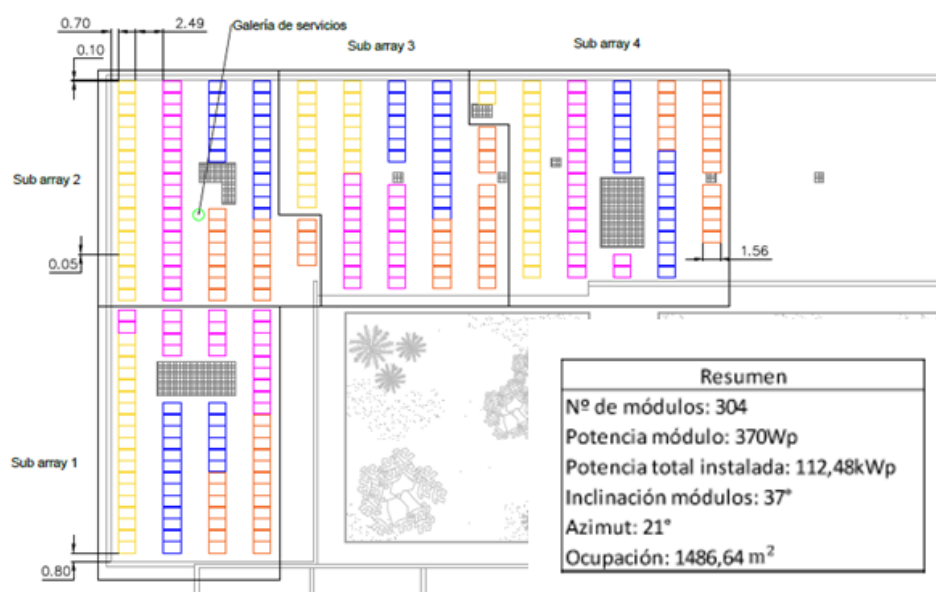


Fig. 44 Distribución finalmente escogida (Opción 3 – caso 2 (1)).

Todas las tablas de este apartado han sido extraídas del estudio del recurso solar (ver Anexo I. Punto 2.4).

1.7.4 Pérdidas del sistema (PR)

Después de la elección final escogida para la distribución de paneles sobre la cubierta, se calcula el rendimiento global de la instalación. El rendimiento global de la instalación, dependerá del llamado "Performance Ratio", que traducido del inglés es como el coeficiente de rendimiento. Es uno de valores más importantes para evaluar la efectividad que tiene una instalación fotovoltaica.

El "PR", se indica en porcentaje, e indica la proporción de energía que está disponible para proporcionar, teniendo en cuenta las pérdidas. Para calcular el valor del "PR", se resume en la tabla 26, las eficiencias y pérdidas que se incluirán

PÉRDIDAS (Incluidas en el "PR")	Valor (p.u)	Eficiencia PR
Pérdidas por conexión (mismatch)	0,02	0,98
Pérdidas por polvo y suciedad	0,03	0,97
Pérdidas por sombra	0,003	0,997
Pérdidas espectrales y angulares	0,02	0,98
Pérdidas por efecto Joule	0,02	0,98
Pérdidas en el inversor	0,02	0,98
Pérdidas por error en el MPPT	0,01	0,99
Performance Ratio		0,8831

Tabla 26 Resumen de pérdidas incluidas en el "PR".

En la tabla siguiente se recogen las pérdidas que serán excluidas del performance ratio por el motivo especificado.

Pérdidas (excluidas del "PR")	Valor (p.u)	Eficiencia PR
Pérdidas por inclinación y orientación: Tenidas en cuenta en el portal web PVGIS	0,02	0,98
Pérdidas por temperatura: Tenidas en cuenta en el modelo de Araujo Green's	0,01	0,99

Tabla 27 Pérdidas excluidas del "PR".

A partir del "Performance Ratio" calculado del 88,31%, se hará la estimación de la producción de energía mensual y anual de la instalación en el siguiente apartado (Ver Anexo I. Punto 2.5).

1.7.5 Estimación de la producción de energía mensual y anual

Aplicando el performance ratio de las pérdidas consideradas en el punto anterior, en la siguiente tabla se resume mensualmente y anualmente la variación de energía generada, la demanda (no se ve afectada por el PR) como varía el autoconsumo, el consumo de la red y los excedentes.

Con pérdidas					
Tabla resumen	Generación [kWh/mes]	Demanda [kWh/mes]	Autoconsumo [kWh/mes]	Consumo de red [kWh/mes]	Excedentes [kWh/mes]
Enero	11298,38	29272,12	8859,38	20412,73	2438,99
Febrero	12550,43	31435,34	10715,05	20720,28	1835,37
Marzo	16843,55	30468,39	13329,75	17138,63	3513,79
Abril	17209,57	31718,11	14559,17	17158,93	2650,39
Mayo	19194,22	32997,41	16256,56	16740,86	2937,66
Junio	19280,65	30433,68	14974,20	15459,48	4306,45
Julio	19729,86	31609,76	15382,32	16227,44	4347,54
Agosto	18756,04	13657,26	6721,10	6936,16	12034,94
Septiembre	16043,00	33050,33	14118,18	18932,15	1924,82
Octubre	14040,10	31665,19	11831,94	19833,25	2208,15
Noviembre	11381,34	32316,51	10162,31	22154,20	1219,04
Diciembre	10860,33	25293,19	7911,19	17382,00	2949,14
Total [kWh/año]	187187,45	353917,27	144821,16	209096,12	42366,29

Tabla 28 Tabla resumen mensual y anual considerando las pérdidas.

Haciendo la comparativa entre tener en cuenta las pérdidas (Tabla 28) y no considerarlas (Tabla 29), la parte del autoconsumo es inferior para el primer caso como era previsible. Esto se debe a que la generación es menor y, por lo tanto, se tiene que consumir más de la red. Por parte de los excedentes, estos son inferiores, debido a la reducción de la energía anual generada.

Sin pérdidas					
Tabla resumen	Generación [kWh/mes]	Demanda [kWh/mes]	Autoconsumo [kWh/mes]	Consumo de red [kWh/mes]	Excedentes [kWh/mes]
Enero	12794,10	29272,12	9658,26	19613,86	3135,84
Febrero	14211,90	31435,34	11926,49	19508,85	2285,41
Marzo	19073,36	30468,39	14639,85	15828,54	4433,51
Abril	19487,83	31718,11	16137,44	15580,67	3350,39
Mayo	21735,22	32997,41	18037,94	14959,47	3697,28
Junio	21833,09	30433,68	16714,93	13718,75	5118,16
Julio	22341,77	31609,76	17187,83	14421,93	5153,94
Agosto	21239,04	13657,26	7054,71	6602,55	14184,33
Septiembre	18166,83	33050,33	15721,41	17328,92	2445,42
Octubre	15898,78	31665,19	13038,78	18626,41	2860,00
Noviembre	12888,05	32316,51	11280,06	21036,45	1607,99
Diciembre	12298,06	25293,19	8492,64	16800,55	3805,42
Total [kWh/año]	211968,02	353917,27	159890,33	194026,94	52077,69

Tabla 29 Tabla resumen mensual y anual sin considerar pérdidas.

A continuación, se recopila gráficamente en las siguientes páginas, los resultados obtenidos de la producción de energía, en función de los perfiles de carga de demanda creados para los tres periodos (Laboral, festivo y vacacional) durante los meses considerados para las 4 estaciones del año, que son:

- Invierno: Enero, febrero, diciembre.
- Primavera: Marzo, abril, mayo.
- Verano: Junio, julio, agosto.
- Otoño: septiembre, octubre noviembre

En resumen, claramente se pueden observar en los siguientes gráficos del perfil de carga creado de demanda para las estaciones de invierno, verano y primavera/otoño en comparativa con la generación, que hay una repetitividad en la forma del perfil durante el periodo laboral:

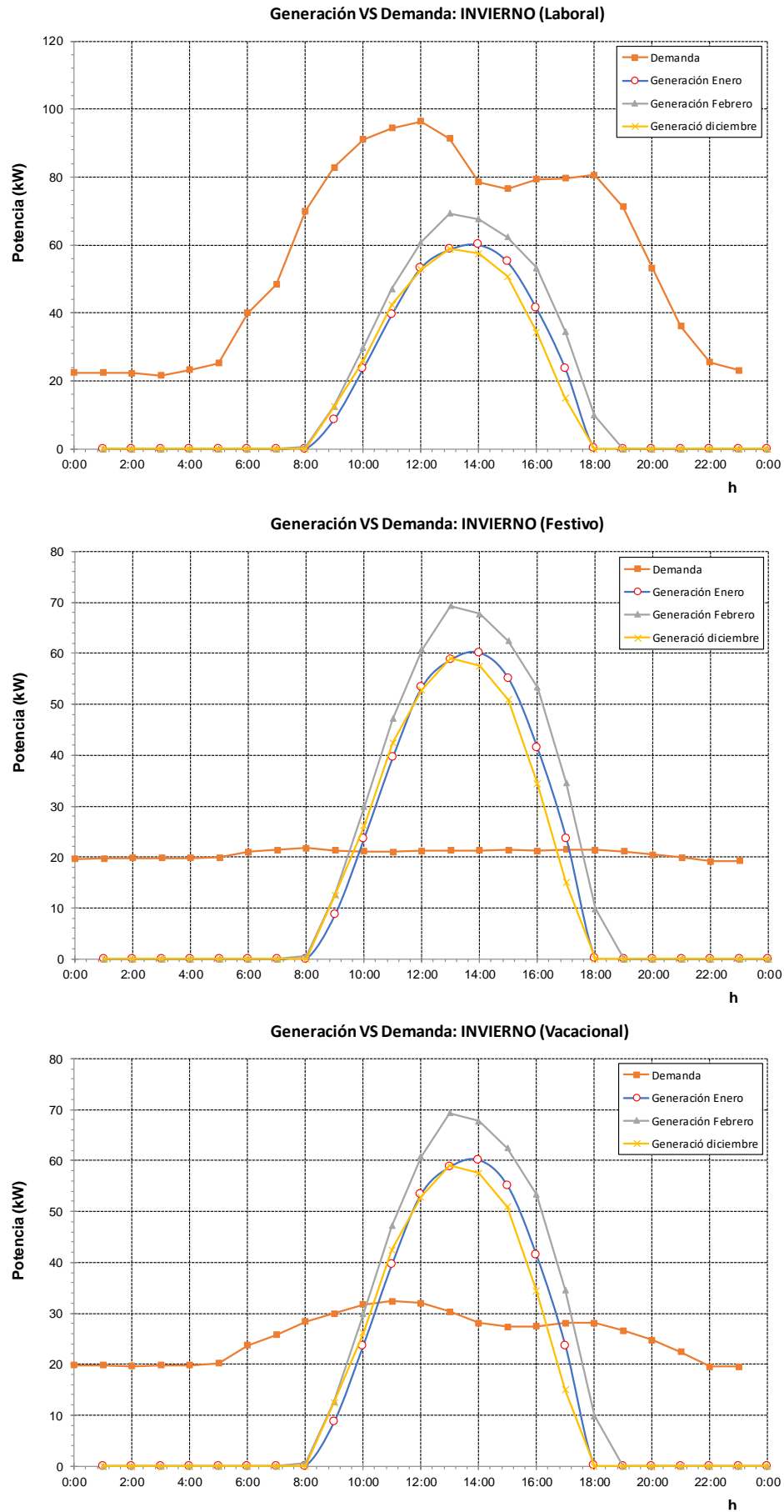
- A la 13:00h, se tienen los picos máximos de potencia (alrededor de los 90 - 100 kW).
- A las 15:00h, se produce una pequeña bajada (alrededor de los 75 - 80 kW).
- Y a las 17:00h, se vuelve a producir una subida en los perfiles de invierno y primavera/otoño. En verano, sigue bajando después de la 15:00h, ya que se reducen las clases y la última decena de días son vacaciones de verano.

En ningún caso, la generación supera la demanda durante este periodo laboral, alcanzando sus máximos entre las 13:00h y las 14:00h. Los valores máximos alcanzados durante estas horas están entre los 60 kW y los 80 kW, siendo en invierno cuando menor energía se produce y en verano cuando más.

Respecto a los días festivos, el perfil de carga se mantiene prácticamente invariable en las cuatro estaciones del año, con un consumo de entre 20 - 25 kW. En este caso periodo, se logra alcanzar generar excedentes.

Y, por último, para los días vacacionales, el perfil de carga es superior a los días festivos, cosa que tendría que ser parecido. Esto puede deberse a la elección de según qué días para crear el perfil de demanda que hayan alterado este valor de 20 - 25 kW que se veía en los días festivos. Aún así, en este caso, también se alcanza tener excedentes.

Para una información más completa, se han recopilado las tablas del cálculo de la potencia producida por la instalación, para un día estándar determinado por el PVGIS de los 12 meses de un año, gráficos, balance diario y resumen de la producción de energía mensual y anual, en el Anexo I: Punto 2.5.11 Estimación de la producción de energía mensual y anual.



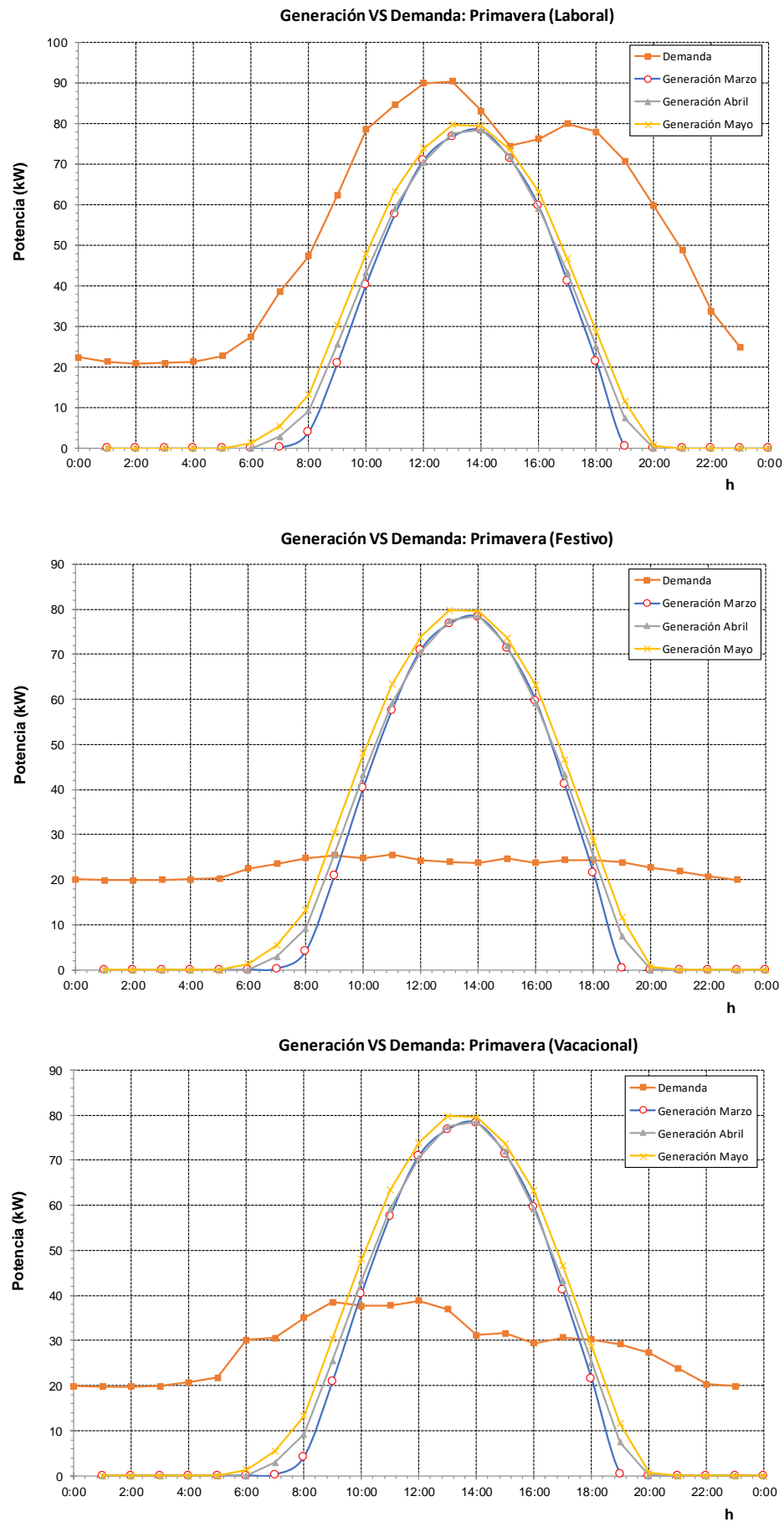


Fig. 46 Resultados generación vs demanda durante el periodo de primavera.

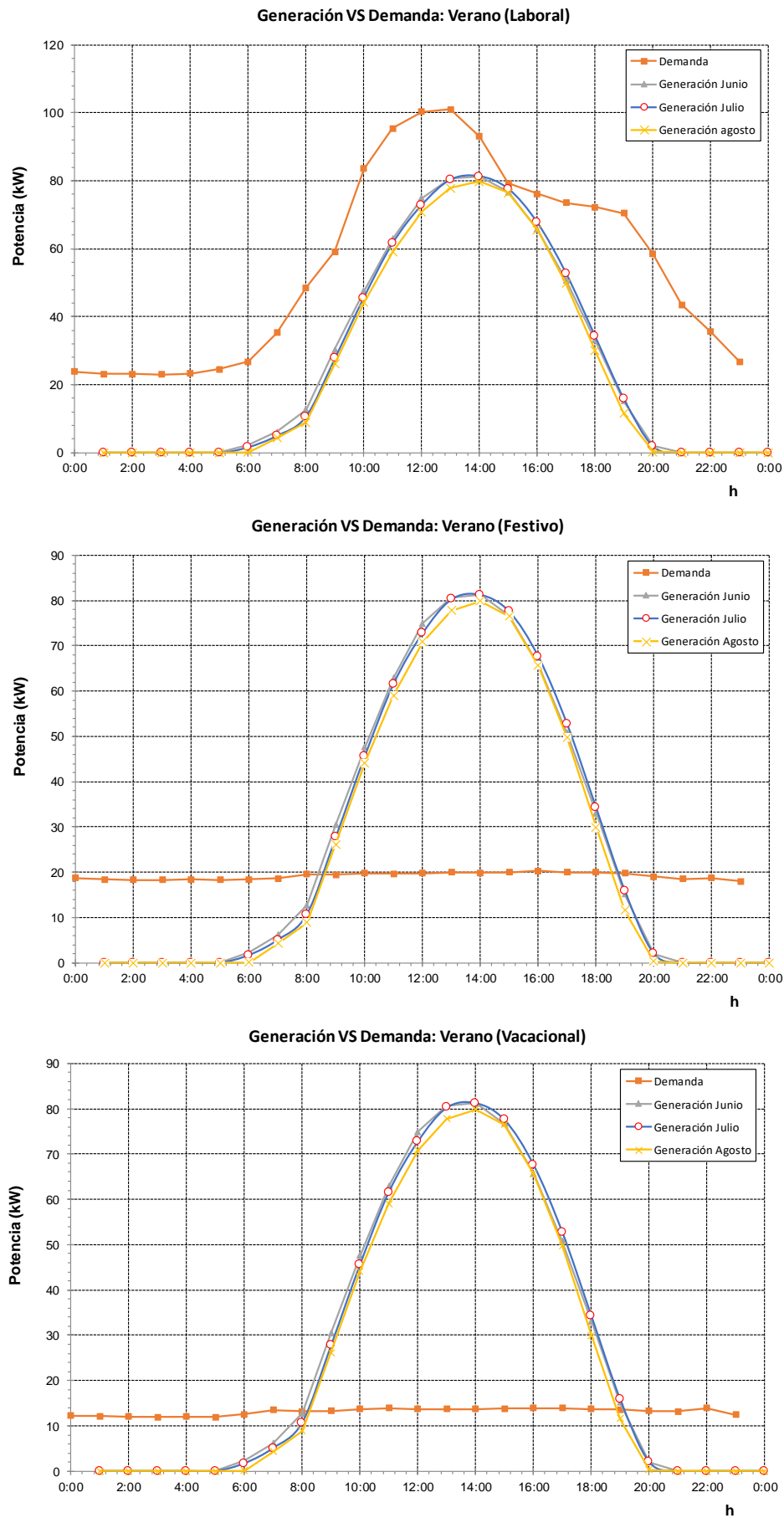


Fig. 47 Resultados generación vs demanda durante el periodo de invierno.

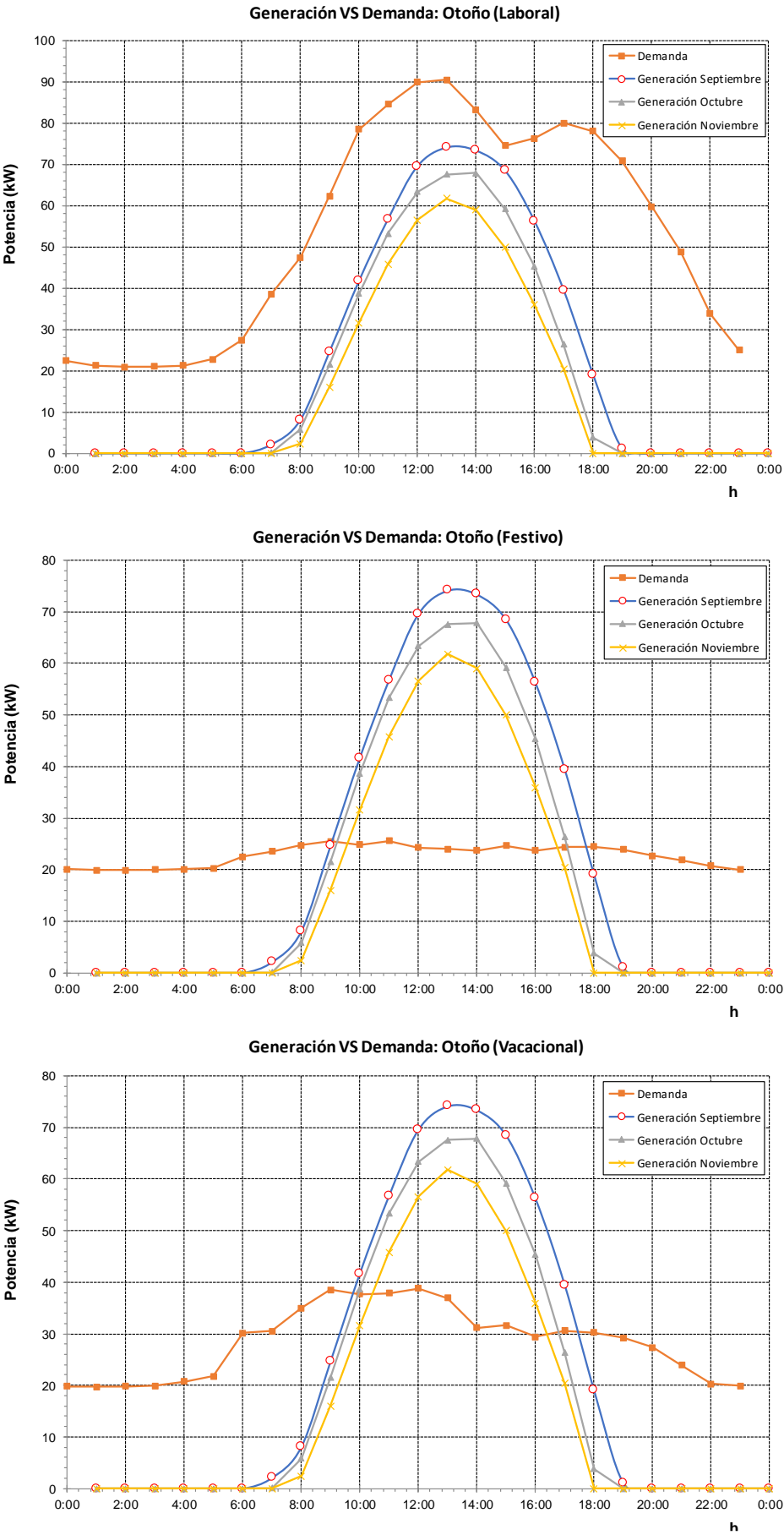


Fig. 48 Resultados generación vs demanda durante el periodo de otoño.

1.8 Normativa vigente

Ante la realización de una instalación fotovoltaica, conviene asegurarse que se cumplan unos requisitos de calidad y seguridad industrial, y que no haya ningún impedimento legal en el emplazamiento en el cual se llevará a cabo la instalación.

A continuación, se recoge en resumen, la normativa vigente aplicada para instalaciones fotovoltaicas:

- **Decreto 308/1996**, de 1 de septiembre, por el que se establece el procedimiento administrativo para la autorización de instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial en Cataluña.
- **Real Decreto 1955/2000**, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica (texto consolidado).
BOE nº310 de 27 de diciembre de 2000.
- **Real Decreto 842/2002**, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión (texto consolidado).
BOE nº224 de 18 de septiembre de 2002.
- **Real Decreto Legislativo 2/2004**, de 5 de marzo, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley Reguladora de las Haciendas Locales.
- **Real Decreto 1110/2007**, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico (texto consolidado).
BOE nº224 de 18 de septiembre de 2007.
- **Decreto 147/2009**, de 22 de septiembre, por el que se regulan los procedimientos administrativos aplicables para la implantación de parques eólicos e instalaciones fotovoltaicas en Cataluña (DOGC nº5472 de 28 de septiembre de 2009).
- **Real Decreto 1699/2011**, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
BOE nº3295 de 8 de diciembre de 2011.
- **Ley 24/2013**, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. En el artículo 9, define el autoconsumo y distingue varias modalidades.
- **Real Decreto 1048/2013**, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.
BOE nº312 de 30 de diciembre de 2013.
- **Real Decreto 413/2014**, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- **Real Decreto 900/2015**, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
BOE nº423 de 10 de octubre de 2015.
- **Real Decreto-ley 15/2018**, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
BOE nº242 de 6 de octubre de 2018.
- **Real Decreto 244/2019**, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de autoconsumo de energía eléctrica. BOE nº83 de 6 de abril de 2019.

1.9 Descripción del tipo de instalación

Esta instalación, seguirá uno de los trámites administrativos recogidos en el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de autoconsumo de energía eléctrica (Tabla 30).

Tipo autoconsumo Art. 9 LSE	Sin excedentes		Con excedentes			
Inyección energía excedentaria en red	NO Con dispositivo físico de anti-vertido a red		POSIBLE Sin dispositivo físico instalado de anti-vertido a red			
Sujetos s/art. 6 LSE	Consumidor		Consumidor y productor			
Reglamentos de aplicación	Normativa sector eléctrico reglamentación, calidad y seguridad industrial, RD 1699/2011.		Normativa sector eléctrico, reglamentación, calidad y seguridad industrial, RD 1955/2000, RD 1699/2011, RD 413/2014.			
Acogidos a compensación	No (individual) Si (colectivo)		SI (individual/colectivo)		NO	
Potencia de generación	Hasta 100 kW	Mas de 100 kW	Hasta 15 kW y que se ubiquen en suelo urbanizado*	Resto de casos hasta 100 kW	Hasta 100 kW	Mas de 100 kW
Registro de productores de Catalunya (RIPRE)	No se inscriben				Se inscriben	
Registro de autoconsumo de Catalunya (RAC)	Se inscriben					
Caso de tramitación	a	b	c	d	e	f

-LSE- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

*con dotaciones y servicios requeridos por la legislación urbanística

Tabla 30 Cuadro resumen de los tipos de tramitaciones.^[14]

La potencia de generación de la instalación se ha establecido en 100 kW, ya que a priori, la UPC no quería hacer instalaciones superiores a esta potencia. Aunque no habría ningún problema en añadir más paneles a la cubierta.

Rigiéndose este estudio a lo indicado, se reducen a 3 los casos de tramitación para una potencia de generación de hasta 100 kW, que son:

- **Caso de tramitación a:** caso en el que los excedentes generados no se envían a la red mediante un dispositivo físico anti-vertido.
- **Caso de tramitación d:** caso en el que los excedentes generados son inyectados a la red y puedes acogerte a una compensación (individual/colectivo).
- **Caso de tramitación e:** caso en el que los excedentes generados son inyectados a red, pero no puedes acogerte a una compensación.

Los tramites asociados a estos tres tipos de instalaciones generadoras, requieren de las siguientes solicitudes^[14]:

Caso tramitación	a	d	e
Registro de productores de Catalunya (RIPRE)	✗	✗	✓
Registro de autoconsumo de Catalunya (RAC)	✓	✓	✓
Comunicación puesta en servicio	✓	✓	✓
Solicitud de explotación provisional para pruebas	✗	✓	✓
Solicitud de explotación definitiva	✗	✓	✓

Tabla 31 Solicitudes necesarias para los casos de potencia instalada de hasta 100 kW.

Haciendo un análisis de estas opciones, el caso “e” seguramente sería descartado. Es el que más tramites presenta y no es posible vender los excedentes. Entonces, los casos que quedarían sería el “a” y el “d”.

El caso “a”, únicamente sería hacer la tramitación del Registro de Autoconsumo de Catalunya (RAC), y la comunicación de la puesta en servicio que es inmediata. Ahora bien, si se quita el dispositivo de anti-vertido de energía a la red, los tramites se complican (tipo “d”). Todo y que posteriormente, se resume el resultado económico con la valoración de estos excedentes (apartado 1.13), es una cuestión que se deja pendiente de valorar por parte de la UPC.

Este proyecto podría servir para tomar una decisión u otra. Pero en este caso, el proyecto únicamente se ha limitado a estudiar las posibilidades que existen en la realización de la instalación y en las cuestiones técnicas, dejando de banda los trámites administrativos.

1.10 Características de la instalación

DATOS GENERALES ARQUITECTÓNICOS

Nom. Identificativo	Edificio A EPSEVG
Ubicación	C/Víctor Balaguer s/n 08800 Vilanova i la Geltrú
Coordenadas geográficas	41°13'18"N 1°43'48"E
Altura [metros sobre el nivel del mar]	19
Orientación del edificio [grados]	21° (sur-este)
Tipo de integración	Sobre cubierta
Superficie libre [m ²]	1788,5

TIPO DE INSTALACIÓN

Tipología	Tipo "a" o "d" (pendiente de valoración por la UPC)
-----------	---

DATOS DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

Nom. Identificativo instalación	VG123 – EPSEVG
Potencia pico [kWp]	112,48
Potencia nominal [kW]	100
Generador fotovoltaico	
Número de módulos	304
Tipo de tecnología	Monocrystalino
Potencia del módulo [Wp]	370
N°Strings totales	16
N° módulos por string	19
N° Subarray	4
N° módulos por Subarray	76
Inclinación (β) [grados]	37°
Azimut (α) [grados]	21° (sur-este)
Tensión circuito abierto mód. V_{oc} [V]	48,3
Intensidad cortocircuito mód. I_{sc} [A]	9,95
Tensión máxima módulo V_{mp} [V]	40,1
Intensidad máxima módulo I_{mp} [A]	9,23
Superficie ocupada [m ²]	1486,64
Inversor	
N°de inversores	4
Potencia de los inversores [kW]	25
Tensión/Frecuencia [V/Hz]	400/50
Datos de generación	
Estimación de energía gen. [KWh/año]	187187,45

1.11 Descripción de la instalación

En este apartado se pasa a describir los componentes que formarán la instalación: módulos fotovoltaicos, inversor, estructura de anclaje, cableado y protecciones.

1.11.1 Módulo fotovoltaico

La instalación cuenta con módulos monocristalinos de 72 células de 370 Wp, de la marca ERA SOLAR. El número de módulos total con los que cuenta la instalación son 304, y todos cumplen con la normativa y certificados que se recogen a continuación:

- Marcado CE según la directiva 2006/95/CE del parlamento europeo.
- IEC 61730 (UNE-EN 61730) consensuada por la directiva de 2006/95/CE, sobre la cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos.
- IEC 61215 (UNE-EN 61215) módulos fotovoltaicos (FV) para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- Disponer de sistemas de calidad en el proceso de producción según la norma ISO 9001 y un buen sistema de gestión ambiental según la norma ISO 14001.
- Cumplimiento de la norma UNE-EN 50380 sobre los requisitos de marcado y de documentación para los módulos fotovoltaicos.
- Certificado con control PID (Potencial Induced Degradation).

El módulo tiene unas dimensiones de 1956 x 992 x 40 mm y un peso de 21,5 kg (Fig. 49). El marco es de aluminio y con un cristal ultra claro templado de 3,2 mm. Este incorpora también los cables solares positivo y negativo, con conectores MC4 o compatibles de 4 mm² de sección, con una longitud de 900 mm.

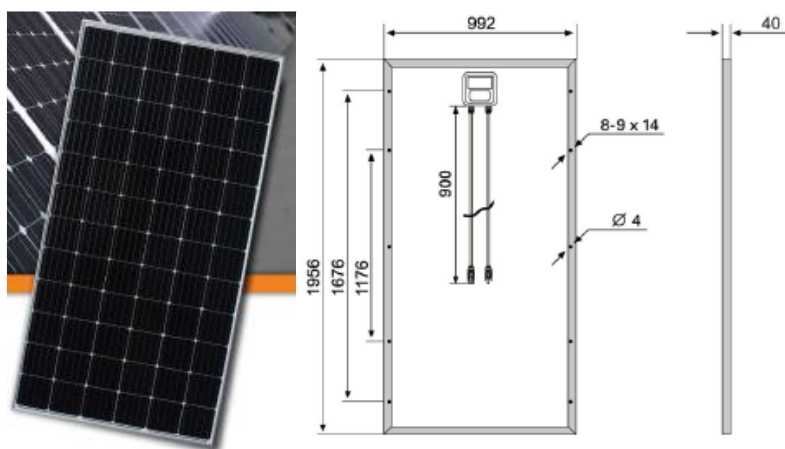


Fig. 49 Dimensiones del módulo fotovoltaico seleccionado.

La garantía cubrirá mínimo 10 años por desperfectos. Además, se garantiza una potencia pico del 90% pasados los 10 años y del 80% pasados los 25 años de garantía lineal de la potencia nominal.

Respecto a las características técnicas que caracterizan el módulo, son recogidas en la siguiente tabla:

Características técnicas	
Tensión Circuito Abierto (STC):	48,3 (V)
Corriente Cortocircuito (STC):	9,95 (A)
Tensión Potencia Máxima (STC):	40,1 (V)
Corriente Potencia Máxima (STC):	9,23 (A)
T _{onc} :	45 (°C)
Factor Forma (STC):	0,77
Potencia Máxima (STC):	370,1 (W)
Potencia Pico (STC):	370 (W)
Coef.Temp I _{sc} :	0,02973 (%/K)
Coef.Temp V _{oc} :	-0,38038 (%/K)
Coef.Temp P _{pico} :	-0,57402 (%/K)
Eficiencia	19 %

Tabla 32 Características técnicas del módulo fotovoltaico.

Para más información, se incluye la ficha técnica del módulo fotovoltaico en el documento: 4. Pliego de condiciones técnicas. Punto 4.8.1.

1.11.2 Inversor

El inversor seleccionado para la instalación fotovoltaica es el modelo ECO 25.0-3-S de la marca Fronius. Inversor trifásico con la categoría de potencia nominal de 25 kW. La instalación contará con cuatro inversores de estas características.

Es un inversor diseñado por el fabricante, especialmente para instalaciones de gran potencia. Cuenta con un sistema de montaje, que permite una instalación sencilla y rápida tanto en el exterior como en el interior, con una protección IP 66 que protege el interior del polvo y agua en los casos más adversos. Gracias al portafusibles que lleva incorporado y la protección contra sobretensiones de forma opcional integrado, no se requiere de cajas de conexión CC para reunir los cables positivos y negativos de cada serie de paneles para llegar al inversor. Estas conexiones pueden hacerse directamente.



Fig. 50 Inversor trifásico de 25 kW de potencia nominal.

También cuenta con un seguidor del punto de máxima potencia (MPP), con lo que se consigue que, en todo momento, el inversor busque extraer la máxima potencia del generador fotovoltaico, para así optimizar la generación de energía. El máximo rendimiento según el fabricante es de 98,2% y la eficiencia europea es de 98%.

A continuación, se recogen algunas de las características técnicas, que son necesarias para los cálculos que se realizan en el dimensionamiento del generador fotovoltaico recogidos en el anexo (ver Anexo I. Punto 2.2.7, 2.2.8 y 2.2.9).

Características técnicas	
Datos de entrada	
Máxima corriente de entrada ($I_{dc\text{ máx}}$)	44,2 A
Máxima corriente de cortocircuito por serie FV ($I_{dc\text{ máx}}$)	71,6 A
Mínima tensión de entrada ($U_{dc\text{ mín}}$)	580 V
Tensión CC mínima de puesta en servicio ($U_{dc\text{ arranque}}$)	650 V
Tensión de entrada nominal ($U_{dc,r}$)	580 V
Máxima tensión de entrada ($U_{dc\text{ máx}}$)	1000 V
Rango de tensión MPP ($U_{mpp\text{ mín.}} - U_{mpp\text{ máx.}}$)	580-850 V
Número de seguidores MPP	1
Número de entradas CC	6
Máxima salida del generador FV ($P_{dc\text{ máx}}$)	37,8 kW pico
Datos de salida	
Potencia nominal CA ($P_{ac,r}$)	25000 W
Máxima potencia de salida	25000 VA
Tensión de salida del Inversor trifásica (U_{ca})	400 V
Máxima corriente de salida ($I_{ac\text{ máx}}$)	36,1 A
Intensidad máxima de fallo a la salida del inversor	46 A

Tabla 33 Características técnicas del inversor

En la ficha técnica (ver Pliego de condiciones técnicas. Punto 4.8.2) aparecen datos generales como curvas de funcionamiento, rendimientos, equipamiento de seguridad que incorpora y datos sobre la interfaz, además del manual de instalación en el documento. También, se adjunta un documento que certifica que toda la gama de inversores ECO cumple con todas las normas y directrices de seguridad (ver Pliego de condiciones técnicas. Punto 4.8.3). De este último documento, cabe hacer un pequeño inciso en el punto en que especifica que la corriente continua inyectada a red no superará el 0,5% de la corriente nominal, habiendo sido comprobado mediante ensayo por laboratorio externo, tal y como indica la “Nota de interpretación de equivalencia de separación galvánica de la conexión de instalaciones generadoras en Baja Tensión” del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, con resultado favorable, basada en los requisitos técnicos contenidos en la ITC-BT-40 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT, RD 842/2002) (ver Pliego de condiciones. Punto 4.8.4). Esta nota tiene como objetivo aislar la instalación generadora para evitar la transferencia de defectos entre la red y la instalación, proporcionar seguridad al personal que manipule el inversor y evitar la inyección de corriente continua en la red con un sistema anti-vertido incorporado en el inversor en caso de que no se quieran enviar los excedentes a la red.

1.11.3 Anclaje de los módulos a la cubierta

El tipo de cubierta es flotante, es decir, las baldosas se encuentran suspendidas sobre una superficie pedregosa y un buen aislante para evitar la filtración del agua en la planta inferior. Con lo cual, quedará descartada la idea de anclar la estructura de los paneles sobre la cubierta como ya se adelanta al comienzo, para evitar que se pueda ver afectada al realizar los agujeros de los anclajes. La solución adoptada es la de utilizar lastres de hormigón para sujetar la estructura y los paneles.

El sistema estructural proporcionará una buena resistencia frente a la intemperie, pero en especial a fuertes vientos, según los valores recogidos por el Código Técnico de la Edificación en el Documento Básico SE-AE (Seguridad Estructural Acciones en la edificación)^[16]. Además de nieve, lluvias, humedad, etc.

Los módulos serán colocados en posición vertical, inclinados 37° sobre un soporte de aluminio triangular que ira anclado a lastres de hormigón. Los soportes son fabricados completamente de aluminio de alta calidad 6082-T6, con tornillería incluida de acero inoxidable A2-70.

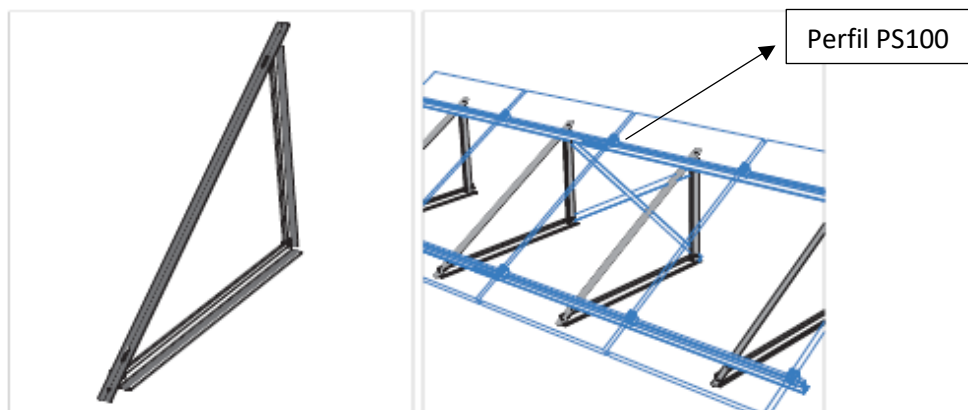


Fig. 51 Soporte de aluminio triangular para los módulos con la inclinación deseada.

Sobre estos soportes de aluminio triangulares irán perfiles PS100 de aluminio 6082-T6 que actuarán como base de los módulos fotovoltaicos, con una guía para la inserción de tuercas anti-deslizantes de montaje rápido.

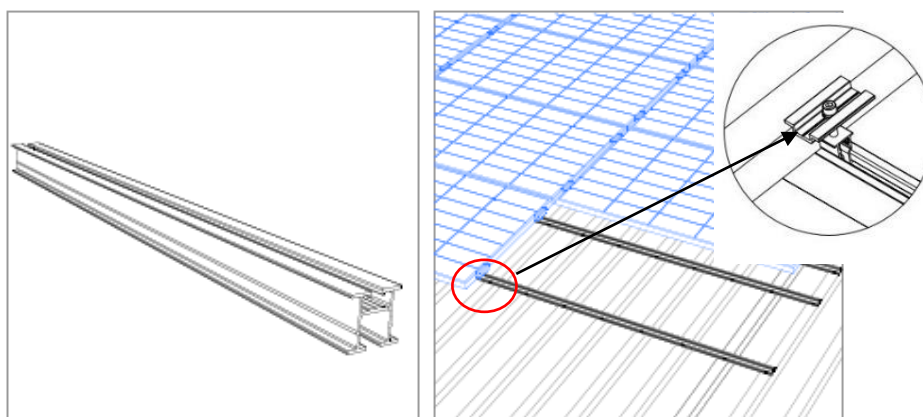


Fig. 52 Perfiles PS100 sobre el que reposarán los módulos.

Para la fijación de los módulos fotovoltaicos a estos perfiles, se utilizarán bridas o también llamado grapas. Están preparadas para marcos de módulos estándar de entre 30-50 mm y son de aluminio 6063-T5 con tornillería de acero inoxidable incluida.

De estas bridas habrán de dos tipos:

- Brida para la fijación entre dos paneles

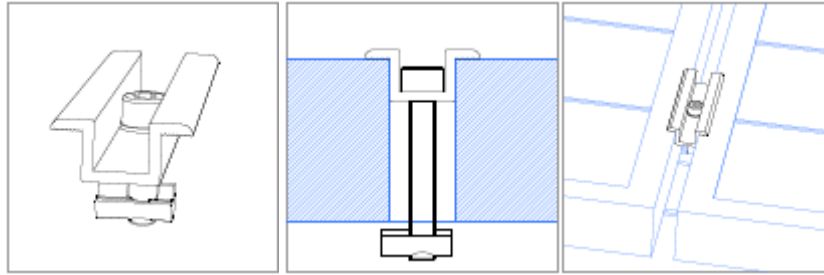


Fig. 53 Bridas de fijación entre paneles

- Brida para la sujeción en los extremos

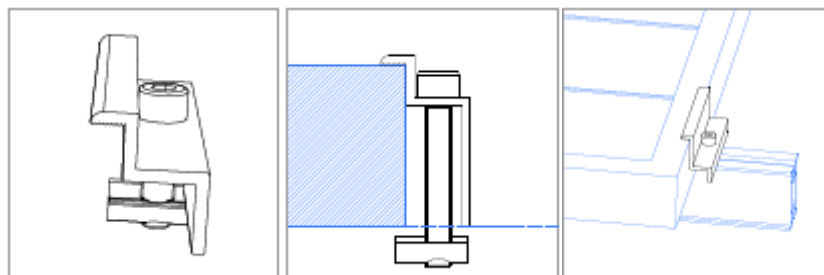


Fig. 54 Bridas de sujeción por los extremos de las filas de paneles.

Estas grapas, en ningún momento deberán entrar en contacto con el vidrio del módulo fotovoltaico, y hay que corroborar que no cree ningún tipo de sombra sobre el mismo. Serán necesarias 4 grapas para cada módulo.

El posicionamiento de las grapas siempre será el igual a la distancia B, siendo esta menor o igual a $\frac{1}{4}$ de la distancia A (Fig. 55).

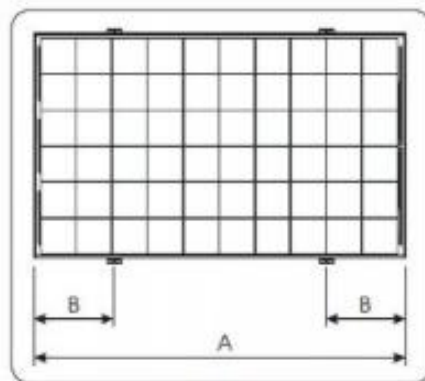


Fig. 55 Posicionamiento de las bridas que sujetarán el panel.

Por último, para la absorción de los esfuerzos laterales que afectarán a la estructura, se utilizará un conjunto de riostra fabricado de aluminio 6035-T5, que incluye tornillos auto-perforantes de acero inoxidable con un sistema de guiado para ampliar la longitud, conectando perfiles entre ellos (Fig.56).

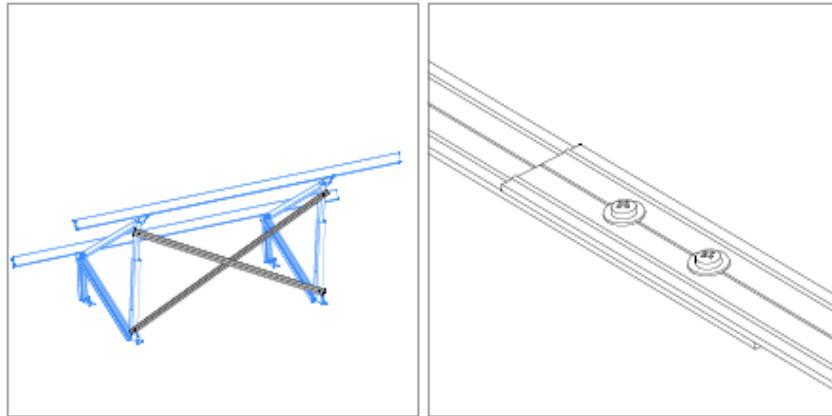


Fig. 56 Conjunto de riostras para la absorción de los esfuerzos laterales.

El montaje en conjunto del soporte de los módulos fotovoltaicos con los lastres de este proyecto, será prácticamente igual al mostrado en la siguiente figura.

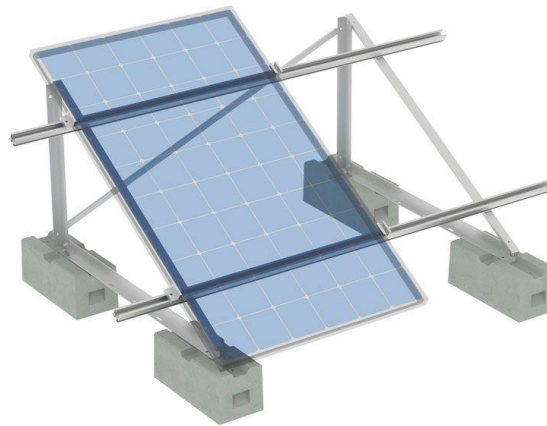


Fig. 57 Conjunto estructural con lastres de hormigón similar al planteado en este proyecto.[Fuente: TEKNOMEGA^[17]]

Los lastres de hormigón serán de 40 kg (ver Anexo I. Punto 2.3), se procurará no colocar los lastres de hormigón sobre las losas de la cubierta, sino en aquellas partes donde se sujetan estas losas, con tal de no sobrecargarlas y que finalmente se puedan partir. Su colocación será distinta en función de si el lastre se coloca en el extremo de una fila o entre paneles (Fig. 58).

PLANTA

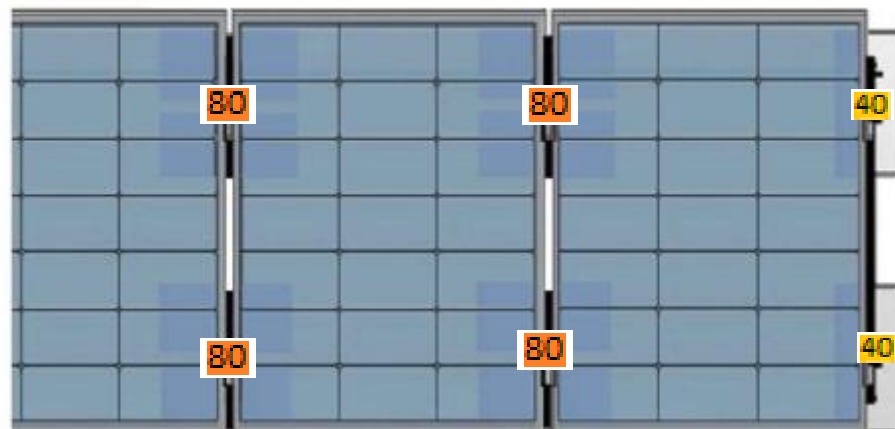


Fig. 58 Vista en planta de la colocación de los lastres.

El proveedor del material de la que está compuesta la estructura, proporcionara una garantía de 15 años a partir de la fecha de entrega. En esta garantía estará incluida únicamente fallos de materiales de fabricación que afecten de un modo nada despreciable sobre su estabilidad. Quedarán excluidos los fallos estéticos de cualquier tipo.

Para más información acerca de la garantía y las partes de la que está compuesta la estructura, se recogen las fichas técnicas de todos los componentes y la garantía del proveedor de forma más detallada en el documento: Pliego de condiciones técnicas. Punto 4.8.5.

1.11.4 Cableado

1.11.4.1 Distribución del cableado

La distribución del cableado comienza desde la cubierta. En este lugar se encuentra el cableado de corriente continua procedente de los captadores solares. Al estar en la intemperie las canalizaciones por donde será guiado el cableado, tendrá que presentar unas características de comportamiento a la intemperie específicas para exteriores.

Con el fin de homogeneizar la instalación, se ha seleccionado unas bandejas de 60 x 100 mm sin halógenos, aptas tanto para exteriores como para interiores y resistentes a ambientes húmedos y salinos para su utilización sobre la cubierta. Además, presentan un buen comportamiento frente a rayos UV, con lo que cumple con las condiciones necesarias para su finalidad.

Estas bandejas se colocarán con accesorios de apoyo sobre el suelo, y se pasarán por debajo de los módulos fotovoltaicos (Fig. 59).



Fig. 59 Ejemplo de bandeja metálica en una instalación solar fotovoltaica.

En estas bandejas será donde se unirá todo el cableado procedente de los diferentes strings. El recorrido del cableado de toda la instalación se puede ver en la figura 60. Para más detalle, diferenciando el cableado de cada subarray, ver documento: Planos (nº de plano 12-18).

Para hacer llegar los cables hasta la bandeja se utilizarán tubos de PVC embridados a la estructura del panel hasta llegar a las bandejas utilizadas para conducir más de una línea. Del mismo modo, para las conexiones de los módulos de un mismo string o conexiones entre filas, se utilizarán tubos de PVC especiales para la intemperie.

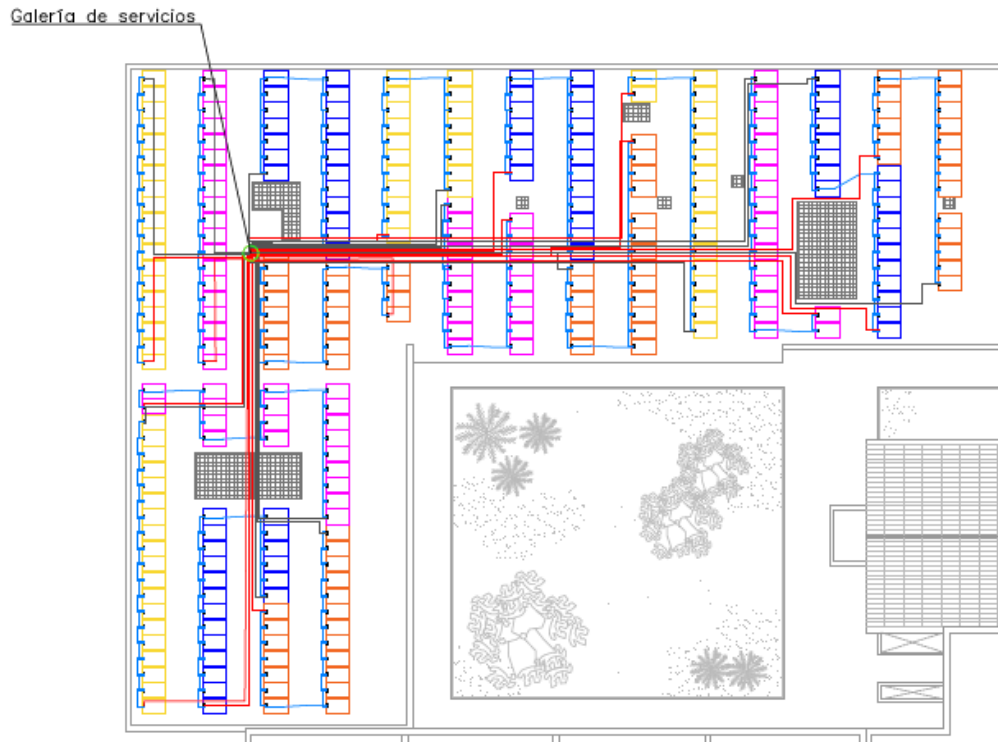


Fig. 60 Plano de la distribución del cableado de CC sobre la cubierta.

Todo este cableado será conducido a través de la galería de servicios pasando por al lado del despacho del centro de cálculo de la planta 1, en concreto donde están situados los servidores hasta llegar al laboratorio de máquinas de la planta 0 (ver anexo V. Documento fotográfico).

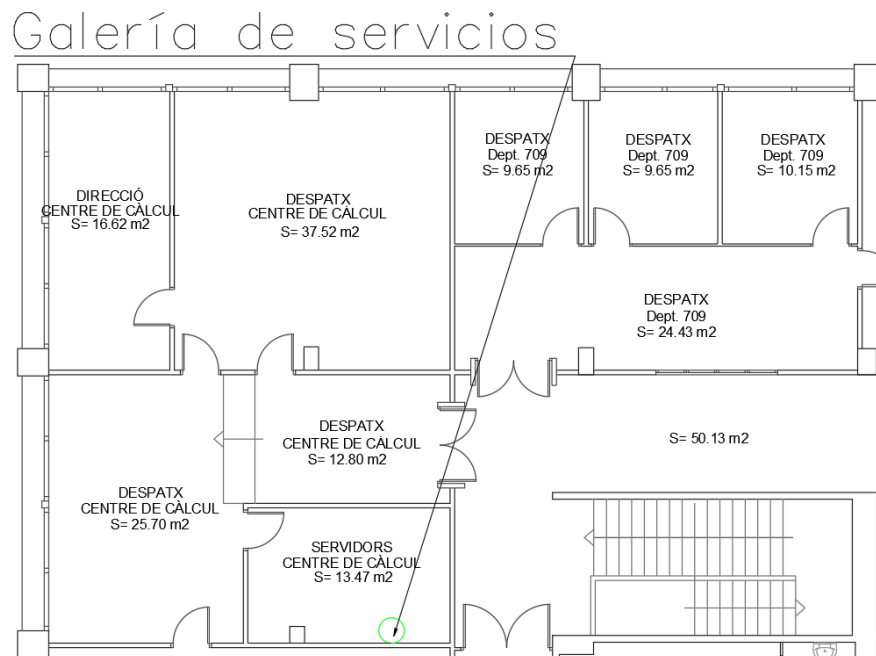


Fig. 61 Plano de ubicación de la galería de servicios en la planta 1.

Ya en la planta 0, en el laboratorio de máquinas eléctricas, se conectarán todos los strings a cada inversor correspondiente. Todo ello con una identificación adecuada para posteriores manipulaciones (Fig. 62).

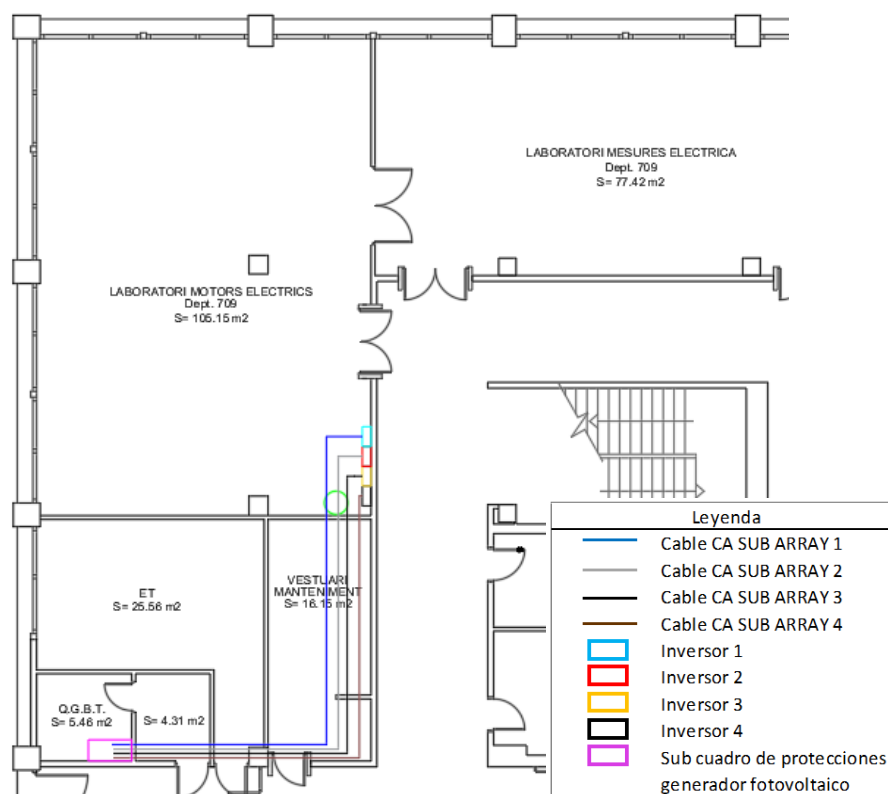


Fig. 62 Plano de ubicación de la galería de servicios inversores y subcuadro general en la planta 0.

Una vez conectados los cables de los diferentes strings al inversor, están los cables de CA. Que serán distribuidos mediante las mismas bandejas, pero de mayor tamaño. En este caso de 60 x 200 mm, ya que los conductores tienen una sección más grande (ver pliego de condiciones. Punto 4.8.9). Estas bandejas pasaran por el falso techo que hay en el vestuario de mantenimiento hasta llegar al lugar donde se encuentra el cuadro general de baja tensión. Allí, será colocado un subcuadro con las protecciones del generador fotovoltaico de la parte de alterna, y posteriormente, se realizarán las conexiones al cuadro general ya existente para la alimentación de consumos. En el plano nº 19 del documento “Planos” se presenta el esquema eléctrico de la instalación.

1.11.4.2 Cableado CC

El cálculo de la sección de los conductores de corriente continua, se han realizado según los pasos indicados en el anexo I apartado 2.6.2, siguiendo el REBT (Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión).

El cableado habrá de cumplir con la normativa CPR (Construction Product Regulation). Este asegura que todos los cables fabricados utilizados en instalaciones permanentes de la unión europea, se evalúen previamente y sean clasificados y aprobados de forma que certifiquen un mínimo de calidad y seguridad en el producto. También se deberá adjuntar por parte del fabricante, el documento DoP (Declaration of performance), en el que se proporciona toda la información relevante del cable.

Los criterios utilizados para el cálculo de la sección del conductor de CC han sido:

- Según el criterio de intensidad máxima admisible, a partir de la corriente de cortocircuito I_{SC} en condiciones estándar. Para instalaciones generadoras según expresa la ITC-BT-40, los cables deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al

125% de la máxima intensidad del generador. Pero este tipo de normativa no está pensada para un generador fotovoltaico. En cambio, la normativa IEC (International Electrotechnical Commission), en concreto la IEC 62548, que establece los requisitos de diseño para conjuntos fotovoltaicos, incluye cableado de CC entre otros, tomando una intensidad no inferior al 140%. Con lo que los cables estarán dimensionados con este criterio. Además, se aplicarán factores correctores debido a la acción directa del sol, por temperatura ambiente de 50°C con aislamiento XLPE y por agrupación de líneas en una envolvente.

- Según el criterio de caída de tensión, acorde con el pliego de condiciones técnicas del IDAE, los conductores tendrán la sección adecuada para reducir las caídas de tensión y los calentamientos. En concreto, bajo cualquier condición, la caída de tensión en el lado de CC será inferior al 1,5% de la tensión nominal continua del sistema. En este caso se ha impuesto una caída de tensión para el 1%.
- Se ha intentado hacer un recorrido no muy enrevesado, para facilitar la instalación y reducir al máximo las longitudes de los conductores.
- Los conductores irán agrupados por una parte los positivos y por otra los negativos. Así se recoge en el Pliego de Condiciones Técnicas de instalaciones Aislada de Red del IDAE. Dado que si se produce un contacto entre sí por defecto de aislamiento, tendrán una tensión parecida y las consecuencias de un fallo será menor.

Según los cálculos realizados para el dimensionamiento del cableado de continua, se utilizará cable de 6 mm² unipolar de cobre, de color negro (negativo del string) y de color rojo (positivo del string) para conectar los módulos fotovoltaicos a los inversores. El cable es un PRYSUN H1Z2Z2-K 1kV con cubierta compuesta de XLPE libre de halógenos, especiales para instalaciones solares fotovoltaicas (ver Pliego de condiciones técnicas. Punto 4.8.6).

Las conexiones serán realizadas directamente desde los módulos fotovoltaicos a los inversores correspondientes mediante conectores MC4.



Fig. 63 Cable con conectores MC4.

Todos los cables serán marcados tanto al inicio como al final para saber su procedencia a partir del subarray, el string y el inversor que le corresponda en concreto.

1.11.4.3 Cableado CA

El cálculo de la sección de los conductores de corriente alterna, se han realizado según los pasos indicados en el anexo I apartado 2.6.3, siguiendo el REBT (Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión).

Del mismo modo que ocurría con los conductores de CC, los conductores de corriente alterna cumplirá con la normativa CPR.

Los criterios utilizados para el cálculo de la sección del conductor de CA han sido:

- Según el criterio de intensidad máxima admisible, a partir de la corriente máxima de salida del inversor, se ha utilizado en este caso sí, lo descrito en la ITC-BT 40. En el que los cables han de estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125%, de la intensidad máxima que circulará por el conductor. Por otra parte, debido a la agrupación de circuitos en una misma envolvente se aplicará un factor corrector.
- Según el criterio de caída de tensión, teniendo en cuenta lo escrito en la ITC-BT 40, se ha considerado un 1,5% la caída de tensión entre el inversor y el cuadro general de protección.
- Según el criterio del cálculo de sección por cortocircuito, como se ha calculado la sección anteriormente por el criterio de la intensidad máxima admisible, con la corriente máxima a la salida del inversor aplicando el coeficiente de la ITC-BT 40 y el factor corrector debido a la agrupación de circuitos, también se tendrá calculada la sección para soportar un eventual cortocircuito. Dado que, la corriente obtenida por el criterio de intensidad máxima admisible será superior a la máxima corriente de cortocircuito a la salida del inversor proporcionada por el fabricante.

A partir de los cálculos realizados para el dimensionamiento del cableado de alterna, se utilizará cable de 4x25 mm² de cobre, para conectar los inversores al subcuadro de protecciones del generador fotovoltaico. El cable es un Afumex Class 1000 V (AS) RZ1-K (AS) con cubierta libre de halógenos y aislamiento XLPE (ver Pliego de condiciones técnicas. Punto 4.8.7).

1.11.5 Protecciones

1.11.5.1 Protecciones de CC

La parte de corriente continua estará protegida gracias al inversor seleccionado. El inversor lleva integrado portafusibles basados en la protección contra sobrecorrientes de cada serie de módulos para proteger las líneas y el propio inversor de corrientes elevadas que pudieran afectar esta parte. Los fusibles serán específicos para plantas fotovoltaicas y serán de 15A/1000V.

El inverso también incorpora un seccionador de CC, que se habrá de emplear previamente a la manipulación de las protecciones de CC para evitar el arco eléctrico (ver Pliego de condiciones técnicas. Punto 4.8.2).

1.11.5.2 Protecciones de CA

De la parte de corriente alterna, después del inversor, se colocará una caja de protección del generador fotovoltaico justo al lado de la caja general de protección de baja tensión de la instalación para poder separar la instalación generadora de la existente. En esta caja se incluirán para cada inversor un interruptor automático magnetotérmico cuadripolar de 80 A, curva C, con poder de corte de 10kA para proteger la instalación contra sobrecargas y cortocircuitos. Seguido de cada interruptor automático se utilizará un interruptor diferencial cuadripolar de 80 A de 300 mA de sensibilidad para proteger a las personas del contacto directo o indirecto de la derivación, por falta de aislamiento de las partes activas de la instalación. (ver Pliego de condiciones técnicas. Punto 4.8.10 y 4.8.11).

1.11.6 Puesta a tierra

Para las instalaciones que están interconectadas a una red de distribución pública que tenga el neutro puesto a tierra, el esquema utilizado será TT (ITC-BT-24), donde neutro y masa se conecta directamente a tierra y serán independientes del neutro de la empresa distribuidora.

Una puesta a tierra se dimensiona de forma que cualquier contacto indirecto de las masas de la instalación, como por ejemplo las partes metálicas de la estructura fotovoltaica, no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a 24V en locales mojados, instalaciones de alumbrado exterior o provisionales de obra y temporales. O superiores a 50V en el resto de casos.

La instalación, en este caso se ha realizado siguiendo la ITC-BT-18, considerando que la instalación presentara unas características de local húmedo. Como consecuencia, la resistencia máxima de puesta a tierra, será calculada de forma que cualquier masa no genere tensiones de contacto superiores a 24V. Para proteger a las personas, como se ha dicho anteriormente, se utilizarán interruptores diferenciales con una sensibilidad de 300 mA. Lo que implica que el valor de la resistencia de tierra deberá ser inferior a 80 Ω .

El cableado de tierra utilizado tanto en la parte de continua como de alterna ha sido seleccionado según lo indicado en la guía-BT-18. Para los marcos de los paneles y estructuras, ha sido asignado un cable de color amarillo y verde H07Z1-K TYPE 2 (AS) con sección de 6 mm². Para la parte metálica donde estarán colgados los inversores, se utilizará el mismo cable, pero de sección 16 mm² (ver Pliego de condiciones técnicas. Punto 4.8.8).

Considerando que el valor de la resistencia de tierra deberá ser inferior a 80 Ω y teniendo en cuenta las características de terreno, se utilizarán las picas necesarias para no superar dicho valor. En este caso, con una pica vertical de 1,5 m será suficiente.

1.12 Presupuesto

En este apartado, se resume el presupuesto realizado para llevar a cabo la realización de este proyecto, teniendo en cuenta el beneficio industrial en un 6% y los gastos generales un 13%. (ver en más en detalle: Anexo II. Apartado 2.9.4).

RESUMEN DEL PRESUPUESTO	IMPORTE (€)
01. TRABAJOS DE OBRA CIVIL	160,00
02. MÓDULOS	42625,12
03. ESTRUCTURAS	14064,00
04. INVERSORES	10805,92
05. CABLES DE BT Y PROTECCIONES	10450,00
06. CANALETAS PROTECTORAS	1902,00
07. REALIZACIÓN DEL PROYECTO	21600,00
08. GESTIÓN DE RESIDUOS	175,00
09. SEGURIDAD Y SALUD	500,00
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN/MATERIAL	102282,04
BENEFICIO INDUSTRIAL (6%)	6136,92
GASTOS GENERALES (13%)	13296,67
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATO (sin I.V.A)	121715,63
I.V.A (21%)	25560,28
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATO (I.V.A incluido)	147275,91

Tabla 34 Resumen presupuestario del proyecto.

La realización de este presupuesto da a conocer la inversión inicial que se habrá de realizar, que será de 147.275,91€ (IVA incluido). Siendo los módulos fotovoltaicos la parte más cara de la inversión, con 42625,12€, y aún siendo los más económicos del mercado para una potencia de 370 W (Fig. 64).

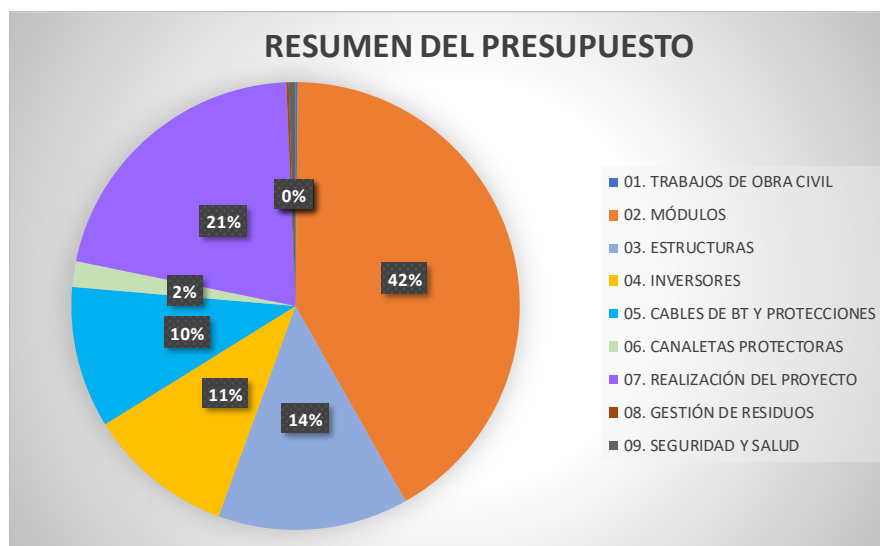


Fig. 64 Gráfico resumen del presupuesto.

1.13 Balance económico

1.13.1 Valoración de la viabilidad del proyecto

Tras el estudio económico realizado (ver Anexo II), en este apartado se presenta los resultados extraídos, que indicará si la inversión resulta rentable o no. Para conocer esto, el estudio se ha basado en la determinación del VAN (Valor actual neto) y el TIR (Tasa interna de retorno), que ayuda a conocer precisamente lo buscado, la viabilidad del proyecto realizado.

Para la realización de este estudio económico, se ha tenido en cuenta una serie de condiciones que se recopilan a continuación:

- **Producción anual esperada:** producción extraída de la distribución finalmente escogida, aplicando el "Performace Ratio" calculado.
- **Declive anual de potencia:** reducción de la potencia anual conforme se reduce la vida útil del panel, cuantificado en un 0,5%.
- **Inversión inicial:** coste de la instalación extraído del presupuesto realizado.
- **Precio de la energía según periodo:** se ha tenido en cuenta que la universidad tiene un suministro de AT y que la tarifa contratada es la tarifa 3.1A. Esta tarifa establece tres periodos de discriminación horaria, en el que a cada periodo (periodo punta, llano y valle ordenados de mayor a menor coste de la energía) se establece un coste de la energía que dependerá del precio de mercado. A partir de esta tarifa, teniendo en cuenta el coste de la energía para el último mes del año 2019 (parámetro variable constantemente que en este caso se ha considerado fijo) y el coste por peajes estandarizado para todas las compañías, se ha calculado las ganancias. Ganancias que serán obtenidas de la energía generada para autoconsumo, que no será consumida de la red, y que por lo tanto, no se habrá de pagar. El resultado obtenido es de 15.053,55€ de ahorro anualmente.
- **Aumento tarifa:** se ha considerado un aumento de la tarifa en un 1,40% anualmente.
- **Gastos de mantenimiento:** estos gastos se han considerado en un 0,10%, ya que las tareas de mantenimiento serán mínimas (limpieza de los módulos fotovoltaicos una vez al mes).
- **Aumento de mantenimiento:** se ha considerado un aumento del mantenimiento de 1% anualmente.
- **Coste capital:** el coste capital considerado es de un 3%.

A partir de estas condiciones (Tabla 35), se ha elaborado el balance económico para conocer la rentabilidad del proyecto tal y como se había comentado anteriormente, y poder conocer el año de amortización con el que se cubrirá la inversión realizada.

Prod. Anual Esperada:	187187,45 kWh	
Dec. Anual potencia:	-0,50%	
Inversión Inicial:	147275,91 €	
Ingresos excedentes:	0,05 €/kWh	
Precio energía según periodo:	Tarifa 3.1A	Peajes
-Punta (TE) P1 [€/kWh]	0,094648 €/kWh	0,014335 €/kWh
-Llano (TE) P2 [€/kWh]	0,088347 €/kWh	0,012754 €/kWh
-Valle (TE) P3 [€/kWh]	0,062347 €/kWh	0,007805 €/kWh
Aumento tarifa:	1,40% anual	

Gastos Mantenimiento:	0,10% anual
Aumento Mantenimiento:	1,00% anual
Coste capital:	3,00%

Tabla 35 Información considerada en el balance económico.

Sin tener en consideración la venta de excedentes, los resultados obtenidos han sido satisfactorios. La amortización conseguida es en 9 años, que se podría considerar como una amortización normal y aceptable.

[illegible]

Tabla 36 Balance económico sin tener en cuenta la venta de excedentes.

Hay que tener en cuenta que el balance se ha realizado a partir de un coste de energía prefijado para cada periodo de la tarifa 3.1, que no es de los más elevados y que ha sido considerado el mismo durante todo el año estándar seleccionado, cuando este coste de la energía verdaderamente está variando constantemente. Con lo cual, teniendo esto en cuenta, probablemente los años de amortización se reduzcan.

Por otra parte, la facturación que hace la compañía eléctrica de los peajes, varía según la potencia contratada. Para la factura del mes de diciembre del año 2019, la potencia máxima registrada por el maxímetro es de 132 kW, y la contratada 215 kW (Fig. 65).

Desglose de Consumos

Origen de la medida: Curva de Consumo

Modalidad de la tarifa de acceso: 3.1A

	Energía Activa		Energía Reactiva (kVarh)			
	Consumo kWh	Consumos	Excesos	Cos Φ	(1) Importe	
Periodo 1	8.323	1.675	0,00	0,98	0,00	
Periodo 2	20.284	4.797	0,00	0,97	0,00	
Periodo 3	9.642	2.657	0,00	0,00	0,00	
Periodo 4	0	0	0,00	0,00	0,00	
Periodo 5	0	0	0,00	0,00	0,00	
Periodo 6	0	0	0,00	0,00	0,00	
Total					0,00	

	Potencia kW				(2) Importe
	Contratada	Max.Reg.	Acti	Ki	
	215,000	132	0,000	1,00	0,00
	215,000	132	0,000	0,50	0,00
	215,000	72	0,000	0,37	0,00
	0,000	0	0,000	0,37	0,00
	0,000	0	0,000	0,37	0,00
	0,000	0	0,000	0,17	0,00
Total					0,00

Fig. 65 Desglose de consumos según el periodo de utilización.

En no sobrepasar la potencia contratada, se aplica una reducción del 15% (182,75 kW) de la potencia contratada, aunque no se haya alcanzado. Que será multiplicado por los términos de potencia regulados por cada periodo. Estos se sumarán, y serán divididos en 12 meses para aplicar este importe en la factura de la luz (Fig.66).

Facturación

CONCEPTO	CALCULO	IMPORTE
Facturación Potencia Periodos	P1: 182,75 kW x 59,173468 Eur/kW = 10.813,95 Eur P2: 182,75 kW x 36,490689 Eur/kW = 6.668,67 Eur P3: 182,75 kW x 8,367731 Eur/kW = 1.529,2 Eur 19.011,82 Eur x 1 MESES / 12 MESES	1.584,32
Suplemento Territorial de Peaje II		1,71

Fig. 66 Facturación de peajes.

Lo que se quiere decir con esto es que la reducción de la amortización aún podría ser mayor, reduciendo esta potencia contratada de 215 kW. Ya que, con la instalación generadora fotovoltaica, no se requerirá una potencia tan elevada al estar generando energía de autoconsumo. Pero tener en cuenta esta reducción de la potencia contratada es difícil de considerar, ya que sin un histórico de la afectación que tienen el generador, se desconoce cuál podría ser la reducción de esta potencia contratada.

1.13.2 Valoración de los excedentes

En la valoración sobre la viabilidad del proyecto, ha sido realizada sin tener en cuenta que los excedentes generados, pueden venderse a la red eléctrica a un precio fijo de 0,05 €/kWh. Se ha hecho así, precisamente para hacer una valoración separada de los ingresos que podrían aportar los excedentes y ver si estos tienen una gran afectación en la amortización.

En la siguiente tabla, se extrae como se ha hecho anteriormente los resultados del balance económico, pero en este caso, con la venta de excedentes.

Año	Potencia Producida (kWh)	Excedentes Producidos (kWh)	Ahorro: energía no consumida (aumento de tarifa anual incluida) (€)	Venta Excedentes (€)	Ingresos Totales (€)	Gastos Inversión (€)	Costes Mantenim. (€)	Gastos Totales (€)	Flujo Caja (€)	Ganancia Pay-back (€)	Flujo Caja Activo (€)
0	0	0	0	0	0	147275,91	0	147276	-147276	-147276	-147276
1	187187	42366	15053	2118	17172	0	147	147	17024	-130252	16529
2	186252	42154	15188	2108	17296	0	149	149	17147	-113105	16163
3	185320	41944	15324	2097	17421	0	150	150	17271	-95834	15805
4	184394	41734	15460	2087	17547	0	152	152	17395	-78439	15456
5	183472	41525	15599	2076	17675	0	153	153	17522	-60917	15114
6	182554	41318	15738	2066	17804	0	155	155	17649	-43268	14781
7	181642	41111	15878	2056	17934	0	156	156	17778	-25491	14455
8	180733	40906	16020	2045	18065	0	158	158	17908	-7583	14136
9	179830	40701	16163	2035	18198	0	159	159	18039	10456	13825
10	178931	40497	16308	2025	18332	0	161	161	18171	28627	13521
11	178036	40295	16453	2015	18468	0	163	163	18305	46932	13224
12	177146	40094	16600	2005	18605	0	164	164	18440	65373	12934
13	176260	39893	16748	1995	18743	0	166	166	18577	83950	12650
14	175379	39694	16898	1985	18883	0	168	168	18715	102665	12373
15	174502	39495	17049	1975	19024	0	169	169	18854	121519	12102
16	173629	39298	17201	1965	19166	0	171	171	18995	140514	11837
17	172761	39101	17355	1955	19310	0	173	173	19137	159651	11578
18	171897	38906	17510	1945	19455	0	174	174	19280	178931	11325
19	171038	38711	17666	1936	19602	0	176	176	19425	198357	11078
20	170183	38518	17824	1926	19750	0	178	178	19572	217928	10836
21	169332	38325	17983	1916	19899	0	180	180	19719	237648	10600
22	168485	38133	18143	1907	20050	0	182	182	19869	257516	10369
23	167643	37943	18306	1897	20203	0	183	183	20019	277536	10144
24	166804	37753	18469	1888	20357	0	185	185	20171	297707	9923
25	165970	37564	18634	1878	20512	0	187	187	20325	318032	9707
26	165141	37376	18800	1869	20669	0	189	189	20480	338513	9497
27	164315	37190	18968	1859	20828	0	191	191	20637	359149	9291
28	163493	37004	19138	1850	20988	0	193	193	20795	379945	9089
29	162676	36819	19308	1841	21149	0	195	195	20955	400899	8892
30	161862	36634	19481	1832	21313	0	197	197	21116	422015	8700
									VAN=	218.656,91 €	
									TIR=	11,78%	

Tabla 37 Balance económico teniendo en cuenta la venta de excedentes.

Del balance, se puede comprobar que el año de amortización se reduce a un año. Viendo estos resultados y comparando con el caso anterior, económicamente sale más rentable el caso de la venta de excedentes. Por el contrario, como se ha comentado en el apartado de la tipología de instalación (apartado 1.9) los trámites administrativos son más laboriosos. A partir de aquí es la propia UPC quien ha de valorar estos casos y decidir qué hacer al respecto.

1.14 Estudio impacto ambiental

La energía solar fotovoltaica, es una fuente de origen renovable, respetuosa con el medioambiente y que depende de una fuente inagotable como es el sol. Al ser una generación de energía distribuida, que se aproxima al lugar de consumo, también se limitan las pérdidas en el transporte y la distribución y, además, evita la creación de grandes infraestructuras alejadas del lugar de consumo.

De las pocas emisiones que puede tener un impacto ambiental, es en el proceso de extracción de materias primas y en los procesos de fabricación. Durante la fase de utilización, las emisiones con un impacto ambiental, son nulas. Lo que sí, hay que tener especial atención una vez agotada la vida útil de la instalación. Se tendrán que aplicar estrategias de reciclaje y reutilización de los materiales para el desmantelamiento de la instalación.

Un impacto que puede generar a nivel físico es el impacto visual sobre el paisaje. En grandes ciudades se podría decir que no afecta tanto como en un medio rural, ya que en las ciudades se integra arquitectónicamente y puede pasar desapercibido. Sin embargo, en un medio rural o un campo generador fotovoltaico, tiene una mayor influencia sobre el entorno.

El objetivo principal de este estudio será el de evaluar el nivel de emisiones contaminantes que no son emitidas a la atmósfera, por la producción mediante la energía limpia generada.

Para calcular las emisiones asociadas a la generación de electricidad que no se está produciendo mediante otras fuentes de generación eléctrica, hay que aplicar un factor de emisión de CO₂, atribuible a la generación eléctrica suministrada, teniendo en cuenta el mix eléctrico (g de CO₂/kWh), que representa las emisiones asociadas a la generación eléctrica.

En Cataluña, la energía eléctrica que es consumida y que no ha sido autogenerada, proviene de la red eléctrica peninsular. De la que no se puede distinguir exactamente en qué planta de generación de electricidad se ha generado. Por eso, los datos utilizados para el cálculo del mix eléctrico, son las que corresponden a la red eléctrica peninsular.

Desde la OCCC (Oficina Catalana del Canvi Climàtic), a partir de la “Guia pràctica per al càlcul d'emissions de gasos amb efecte d'hivernacle (GEH), el mix eléctrico peninsular general recomendado para utilizar para el año 2018 es de 321g CO₂/kWh.

La producción estimada por el generador fotovoltaico de esta instalación considerando las pérdidas el sistema son de 187187,45 kWh/año. Según estos datos de producción energética anual estimada, el nivel de emisiones contaminantes que no se enviarán a la atmósfera teniendo en cuenta el mix eléctrico peninsular (0,321kg CO₂/kWh^[15]) será de 60087,2 kg de CO₂ respecto a las emisiones que se habrían producido generando esta energía a partir de otras fuentes.

CONCLUSIONES

Realizado el proyecto, se procede a concluir con las conclusiones y reflexiones que se han podido extraer a lo largo del proyecto.

Como ya se introducía en las primeras páginas del proyecto, las crecientes demandas energéticas por parte de la población, con el modelo de generación actual dependiente de los combustibles fósiles, es insostenible. Esto hace pensar, que ha de haber una transición energética hacia un tipo de generación eléctrica distribuida, que se aproxime a los lugares de consumo y en la que cada persona pueda generar su propio consumo.

Un candidato podría ser la energía solar fotovoltaica. Una energía renovable que reúne las características para combatir el cambio climático producido por la emisión de gases de efecto invernadero contaminantes. Quizás los procesos para su fabricación no son tan limpios, pero durante su vida útil, de entre 25 a 30 años, genera energía 100 % limpia.

Tras años de creación de planes estratégicos por parte de la UPC, con el objetivo de reducir el consumo y conseguir certificaciones energéticas para los edificios de los diferentes campus UPC, se ha dado el paso de apostar por la energía renovable. Campus, como el Campus NORD de Barcelona, ya han apostado por la energía fotovoltaica y lejos de quedarse atrás, la EPSEVG también tiene la intención. El objetivo de la UPC es el de conseguir el uso de un 20% de energía renovable según el plan: UPC Energía 2020. Plan por el que surge este proyecto.

El principal objetivo, como ya se ha descrito en la realización del proyecto, es el de realizar una evaluación de las diferentes posibilidades de aprovechamiento en la cubierta, mediante el estudio teórico para el dimensionamiento de una instalación solar fotovoltaica.

Por lo que el primer paso, ha sido evaluar el espacio proporcionado por la universidad, para esta instalación. Posterior al conocimiento del espacio disponible, se ha realizado un estudio de la demanda energética del edificio, para así, poder ser comparada con la generación, y escoger la opción propuesta que se ajuste mejor a esta demanda.

Una vez seleccionada la distribución final, se ha evaluado el rendimiento energético de la instalación para hacer una estimación de la producción de energía anual generada, que es de 187.187,45 kWh/año. De la cual 144.821,16 kWh/año es destinada a autoconsumo y 42.366,29 kWh/año son excedentes generados.

También se han estudiado los diferentes tipos de instalaciones existentes de autoconsumo y la normativa que regula la energía fotovoltaica en el país. A partir de la cual, según el RD 244/2019, se ha decidido que la instalación será del tipo “a” o “d”, a decisión de la UPC de ver que hace con los excedentes. La potencia, a priori, no será superior a 100 kW de potencia instalada, requisito impuesto por la UPC, aunque habría espacio suficiente para colocar el equivalente a 72 paneles adicionales.

Tras esta parte, se incluyen los componentes que formarán la instalación con los que se ha hecho el estudio de la generación, y se ha dimensionado la instalación eléctrica para el correcto funcionamiento.

Por otra banda, se ha realizado un estudio del impacto ambiental que puede tener la instalación, y se ha extraído la cantidad de kg de CO₂ que no se enviará a la atmósfera, a partir de la producción anual estimada que no es consumida de la red. Esta cantidad ha estado estimada en 60 Toneladas de CO₂.

Anexo a esto, se ha realizado un documento básico de seguridad y salud para garantizar una protección adecuada de los trabajadores implicados en las obras de este proyecto, y se ha elaborado un pliego de condiciones con el fin de establecer las condiciones técnicas mínimas que se tienen en consideración para la realización de este tipo de instalaciones.

Finalmente, se ha elaborado un presupuesto con un coste de inversión inicial de 147.275,91€, que, con la valoración hecha en el estudio económico, permitirá juzgar la viabilidad del proyecto.

El periodo de amortización sin tener en cuenta los excedentes, se encuentra en 9 años. Se podría considerar un poco justo dentro del límite de rentabilidad, pero tal y como se ha comentado anteriormente, el estudio ha sido un poco pesimista. De manera que en la realidad podría reducirse. No obstante, se encuentra dentro de la zona en que puede resultar rentable económicamente. Por otra parte, también se ha valorado el resultado de la amortización teniendo en cuenta los excedentes. Estos implicarían unos trámites administrativos más complejos, pero supondrían una reducción de la amortización en un año. Aunque la amortización es de 8 o 9 años según la opción, el criterio económico no es el único fin que valora la UPC, sino que a raíz de la implantación del plan energético “UPC Energía 2020”, con una apuesta firme en la utilización de las energías renovables, se pretende conseguir reducir emisiones y convertirse una escuela referente en la utilización de energías renovables en la zona.

No somos nosotros quien ha decidir la tipología de la instalación, pero dando mi propia opinión, a partir del estudio realizado, considero que valdría la pena buscar la manera de hacer estos trámites y decantarse por la inyección de excedentes a red acogidos a compensación (tipología “d”). Esta energía proviene de una fuente renovable limpia en su vida útil, y creo que valdría la pena inyectarla a red para ser utilizada en algún otro sitio.

Por terminar, se ha recreado la instalación en 3D con el programa Sketchup para tener una visualización de como estarían dispuestos los paneles sobre la cubierta.



Fig. 67 Recreación en 3D de la instalación.

AGRADECIMIENTOS

La realización de este proyecto no ha sido tarea fácil. Han sido horas y horas de trabajo, en las que podría haberme extendido mucho más, pero el tiempo es limitado. La atracción por mi parte en este campo dentro de la ingeniería, podríamos decir que ha facilitado mucho las cosas.

Aunque partía de unas bases muy básicas respecto a la energía fotovoltaica, se me dio la oportunidad de poder participar en este proyecto desde el departamento de ingeniería eléctrica de la EPSEVG, con la intención de que se pudiera llevar a cabo un proyecto de similares características en la vida real.

Por este motivo, me gustaría agradecer a Ignasi Perat Benavides, que fue el contacto principal para llevar a cabo este proyecto, y en especial, a mi tutor Eusebi Martínez Piera. Que, con paciencia y dedicación, hemos pasado horas y horas de tutorías, en las que podríamos estar toda una tarde discutiendo el rumbo del proyecto. Cosa que ha denotado su implicación y experiencia en este sector, que ha sido de muy gran ayuda.

Por otra parte, quería agradecer a mis padres la paciencia que han tenido y la confianza que han depositado en mí dándome la oportunidad de haber podido llegar hasta aquí. Todo mi esfuerzo va ligado a ellos.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Marco sobre clima y energía para 2030. [En línea]. [Última consulta: 2/01/2020]. Disponible en: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_es
- [2] Informe final Pla d'estalvi energètic 2011-2014-2. [En línea]. Marzo 2014. [Última consulta: 09/01/2020]. Disponible en: <https://sostenible.upc.edu/ca/compromis-upc/energia/acords-de-govern-destalvi-energetic/seguiment-de-resultats/informe-final-pla-destalvi-energetic-2011-14/view>
- [3] Certificaciones energéticas de los edificios UPC. [En línea]. Mayo 2019. [Última consulta: 09/01/2020]. Disponible en: <https://www.upc.edu/energia2020/ca/noticies/noves-certificacions-energetiques-dedificis-de-la-upc>
- [4] UPC Energia 2020 - Comunitats sostenibles. [En línea]. [Última consulta: 09/01/2020]. Disponible en: <https://www.upc.edu/energia2020/ca>
- [5] Energia solar fotovoltaica. Colecció Quadern Pràctic Número 4. [En línea]. [Última consulta: 10/01/2020]. Disponible en: http://icaen.gencat.cat/web/.content/10_ICAEN/17_publicacions_informes/04_coleccio_QuadernPractic/quadern_practic/arxius/04_energia_solar_fotovoltaica.pdf
- [6] Photovoltaic Geographical Information System. [En línea] 2019. [Última consulta: 28/12/2019]. Disponible en: https://re.irc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#MR
- [7] Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red. [En línea] 2011. [Última consulta: 17/01/2020]. Disponible en: https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf
- [8] University of Oregon. Solar Radiation Monitoring Laboratory. [En línea] 2015. [Última consulta: 19/12/2019]. Disponible en: <http://solardat.uoregon.edu/SunChartProgram.php>
- [9] Tipos de sistemas fotovoltaicos. [En línea]. [Última consulta: 18/01/2020]. Disponible en: http://www.minenergia.cl/autoconsumo/?page_id=806
- [10] REAL DECRETO 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. [En línea]. Mayo 2007. [Última consulta: 19/01/2020]. Disponible en: <https://www.boe.es/boe/dias/2007/05/26/pdfs/A22846-22886.pdf>
- [11] Red Eléctrica de España. Series estadísticas nacionales [En línea]. Diciembre 2019. [Última consulta: 19/01/2020]. Disponible en: <https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/series-estadisticas-nacionales>
- [12] IDAE. Guía profesional de tramitación del autoconsumo [En línea]. Noviembre 2019. [Última consulta: 3/01/2020]. Disponible en: <https://www.idae.es/publicaciones/guia-profesional-de-tramitacion-del-autoconsumo>
- [13] SIRENA. [En línea]. [Última consulta: 01/11/2019]. Disponible en: <https://sirenaupc.app.dexma.com/dashboard/widgets.htm>

[14] Trámites para instalaciones generadoras de autoconsumo. Cuadro resumen de los tipos de tramitaciones. [En línea]. Abril 2019. [Última consulta: 20/01/2020]. Disponible en: http://empresa.gencat.cat/es/treb_ambits_actuacio/energia-i-mines/energia-electrica/produccio-regim-especial/autoconsum/

[15] Oficina Catalana del Canvi Climàtic. Guia pràctica per al càlcul d'emissions de gasos amb efecte d'hivernacle (GEH). Pág. 15. [En línea]. Marzo 2019. [Última consulta: 7/01/2020]. Disponible en: https://canviclimatic.gencat.cat/web/.content/04_ACTUA/Com_calcular_emissions_GEH/guia_de_calcul_demissions_de_co2/190301_Guia-practica-calcul-emissions_CA.pdf

[16] Documento Básico SE-AE. Seguridad Estructural. Acciones en la edificación. [En línea]. Abril 2009. [Última consulta: 23/12/2019]. Disponible en: <https://www.codigotecnico.org/images/stories/pdf/seguridadEstructural/DBSE-AE.pdf>

[17] TEKNOMEGA. Fijación plantas fotovoltaica. Lastre de hormigón. [En línea]. [Última consulta: 24/12/2019]. Disponible en: <https://www.teknomega.es/fijacion-plantas-fotovoltaicas/bloques-de-hormigon/lastre-de-hormigon.kl>

[18] K2BASE SYSTEMS. [En línea]. [Última consulta: 27/12/2019]: Disponible en: <https://base.k2-systems.com/#!/start>